

Prospecciones de futuro de la energía termosolar en España y en el mundo

*Oscar Farrerons Vidal, Noelia Olmedo Torre,
Eduardo Caldú Fogued, Javier Martínez Pérez*



Barcelona, junio 2013

Escola Universitària d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona.
Consorci Escola Industrial de Barcelona.
C/ Comte d'Urgell 187. BARCELONA 08036.
Universitat Politècnica de Catalunya. Barcelona TECH.
Departament Expressió Gràfica a l'Enginyeria
Teléfono [+34] 93 413 73 77, Fax [+34] 93 413 74 01
oscar.farrerons@upc.edu



Escola Universitària d'Enginyeria
Tècnica Industrial de Barcelona
Consorci Escola Industrial de Barcelona

Sumario

1. ENERGÍA SOLAR Y APROVECHAMIENTO	3
2. HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	8
3. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA TERMOSOLAR	10
3.1 VENTAJAS DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR	11
4. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS	13
4.1. COLECTORES CILÍNDRICOS PARABÓLICOS	17
4.1.1. <i>Características básicas</i>	18
4.1.2. <i>Central termosolar típica de CCP</i>	26
4.2. COLECTORES LINEALES FRESNEL	28
4.2.1 <i>Características básicas</i>	28
4.2.2. <i>Componentes principales de CLF</i>	29
4.2.3 <i>Central típica de CLF</i>	31
4.2.4. <i>Conclusiones</i>	32
4.3. RECEPTOR CENTRAL	34
4.3.1. <i>Características básicas</i>	34
4.3.2. <i>Componentes principales de Torre Central</i>	36
4.3.3. <i>Central típica de Torre Central</i>	37
4.3.4. <i>Conclusiones</i>	38
4.4. DISCOS PARABÓLICOS	38
4.4.1. <i>Características básicas</i>	39
4.4.2. <i>Componentes principales de disco parabólico</i>	40
4.4.3. <i>Central típica de discos parabólicos</i>	42
4.4.4. <i>Conclusiones</i>	43
5. LA ENERGÍA TERMOSOLAR EN ESPAÑA	44
5.1. EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN DE LA TERMOSOLAR EN ESPAÑA	44
5.2. NORMATIVA	46
5.3. BARRERAS	49
5.3.1. <i>Tecnológicas</i>	49
5.3.2. <i>Económicas</i>	49
5.3.3. <i>Relacionadas con el mercado</i>	50
5.3.4. <i>Relacionadas con aspectos legislativos</i>	50
5.4. PERSPECTIVAS DE LA TERMOSOLAR EN ESPAÑA	51
5.5. PLANTAS TERMOSOLARES DE CCP EN ESPAÑA	52
5.6. PROYECTOS DE PLANTAS TERMOSOLARES DE CCP A NIVEL MUNDIAL	59
BIBLIOGRAFÍA	65
REFERENCIAS	68
FIGURAS	71
TABLAS	72

1. Energía solar y aprovechamiento

El planeta necesita de una fuente de energía que sea limpia, inagotable, segura, fácilmente accesible y gratuita para todos aquellos que posean los medios necesarios para utilizarla. Dicha fuente de energía existe ya: El Sol.

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión. Llega a la Tierra a través del espacio en cantidades de energía llamados fotones que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre. La intensidad de la radiación solar en el borde exterior de la atmósfera, si se considera que la Tierra está a la distancia promedio del Sol, se denomina constante solar y su valor medio es $1,37 \cdot 10^6 \text{ erg/s/cm}^2$, o unas 2 cal/min/cm^2 . La intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar debido a la absorción y a la dispersión de la radiación, que origina la interacción de los fotones con la atmósfera.

La energía solar total que llega a la superficie de la Tierra podría satisfacer 10.000 veces las necesidades energéticas globales.

La intensidad de energía disponible en un punto determinado de la Tierra depende, del día del año, de la hora, de las condiciones atmosféricas y de la latitud. Además, la cantidad de energía solar que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1.000 W/m^2 en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar. Sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la que se dispersa debido a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones.

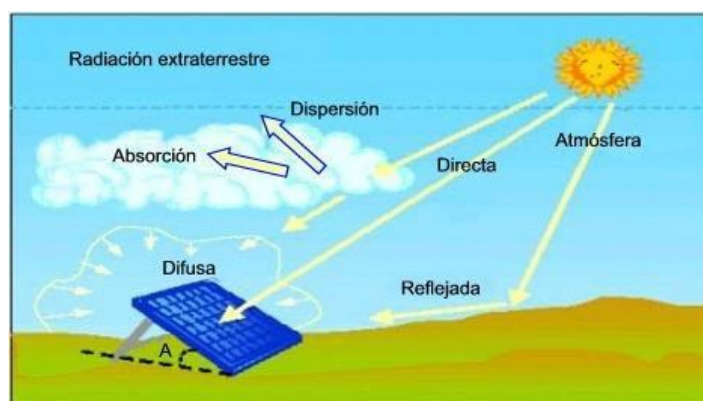


Figura 1. Radiación solar. (Fuente: PCE Iberica S.L.)[1].

El estudio de la dirección con la cual incide la irradiación solar sobre los cuerpos situados en la superficie terrestre, es de especial importancia cuando se desea conocer su comportamiento. Por este motivo, se introducen los siguientes conceptos para una correcta comprensión.

- Irradiancia: es la magnitud utilizada para describir la potencia solar incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en W/m^2 .
- Irradiación: Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en MJ/m^2 o kWh/m^2 .
- Radiación Solar Difusa: es aquella cuya dirección ha sido modificada por diversas circunstancias. Este efecto es producido por las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Esta radiación, va en todas direcciones.
- Radiación Solar Directa: es aquella que llega al cuerpo desde la dirección del Sol. Conocida internacionalmente como *Direct Normal Irradiation* (DNI).
- Radiación Solar Reflejada: Este tipo de radiación solar es la que refleja la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo.

- Radiación total o global: Esta constituye la suma de las tres radiaciones anteriormente nombradas. En un día despejado, la radiación directa prevalece sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no hay radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

Unas de las aplicaciones cotidianas de la energía solar son: como fuente de iluminación, en este sentido cualquier ventana es un colector solar, para secado de la ropa u otros productos, etc.

Hay otras formas de aprovechar la energía proveniente del sol, con otras técnicas, como por ejemplo la energía solar fotovoltaica que consiste en el aprovechamiento de la radiación solar incidente sobre celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz solar recibida en una diferencia de potencial eléctrica. Esta transformación de la radiación solar en energía eléctrica se consigue gracias al efecto fotovoltaico de los materiales semiconductores que forman las células fotovoltaicas.

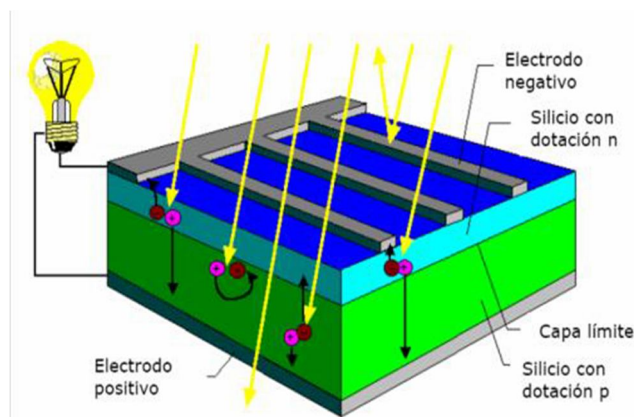


Figura 2. Efecto fotovoltaico. (Fuente: Blog de la energía renovable)[2].

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentes (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican con materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando se aumenta la energía.

Además de los semiconductores, las células solares, están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulado transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa anti reflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

En este tipo de transformación no existen elementos intermedios mecánicos o térmicos y todo funciona a nivel atómico. Éste sistema es el más utilizado actualmente, tanto en instalaciones aisladas donde el suministro de la red eléctrica no es rentable, como en las instalaciones donde, la energía generada por los paneles fotovoltaicos se inyecta a la red general de la compañía eléctrica para su venta.

Otra forma es la denominada energía solar térmica, en la cual se centrará este trabajo. Cuyo aprovechamiento se logra por medio del calentamiento de algún medio, y este calor producido se puede aprovechar de diversas maneras, ya sea para calentar agua caliente sanitaria (ACS) o para producir energía eléctrica a través de las centrales de concentración solar.

Dependiendo de las aplicaciones que se den a ese aprovechamiento de calor, y de la temperatura a la cual operará el sistema, se hace una distinción entre energía solar térmica de baja temperatura, de media temperatura o de alta temperatura. Entonces, la clasificación de la energía solar térmica según la temperatura máxima a la que llegan los fluidos de trabajo dentro del campo de colectores es la siguiente:

- De baja temperatura: Esta energía solar se utiliza para calentar agua, que posteriormente se podrá utilizar para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstica (ACS). Ésta se puede usar para calefacción, climatización de piscinas o para agua caliente sanitaria. El rango de temperaturas va hasta los 80°C.
- De media temperatura: Estos sistemas focalizan la radiación solar directa sobre un tubo largo que recorre el campo de colectores y transporta el fluido de trabajo, que puede llegar a temperaturas de 500°C.
- De alta temperatura: Ésta energía se utiliza en centrales que están compuestas por un campo de heliostatos o concentradores que captan la radiación directa sobre un receptor, donde se produce la conversión de energía radiante en energía térmica. Consiguen temperaturas de trabajo mayores de 500°C.

Hay centrales termosolares de media y alta temperatura y tienen como fin, principalmente, la producción de energía eléctrica. En el presente trabajo, se trata de solar térmica de media temperatura, que es la que corresponde a un parque termosolar de colectores cilíndrico parabólicos (CCP).

2. Historia de la energía solar térmica

La energía solar es la fuente de energía más antigua que existe. Desde tiempos inmemorables el Sol era adorado como un Dios y se usaba en tareas que iban desde el ámbito doméstico hasta el ámbito bélico.

Las primeras utilizaciones de la energía solar se pierden en la lejanía de los tiempos. A lo largo de la historia se utilizaba esta energía para diferentes usos como por ejemplo en China y en la antigua Grecia, la gente utilizaba los rayos solares con espejos o vidrios para encender fuegos. Durante épocas de guerra, esa misma técnica fue utilizada para prender fuego a los barcos enemigos.

Pero no fue hasta principios del siglo XVIII cuando se empezaron a inventar máquinas interesantes como *George Louis Leclerc* (1707-1788) que fabricó un horno solar compuesto por 360 espejos con un foco común e hizo una demostración en los jardines del Palacio de Versalles, encendiendo una pila de leña a 60 m.

Poco más tarde se creó el primer colector solar plano que fue fabricado por el suizo *Nicholas de Saussure* (1740-1799), y estaba compuesto por una cubierta de vidrio y una placa metálica negra encerrada en una caja con su correspondiente aislamiento térmico. Este colector solar se utilizó para cocinar alimentos que se introducían en su interior.

El uso de la energía solar siempre fue utilizado para diferentes funciones, pero con la llegada de la Revolución Industrial fue sustituida por el petróleo. A principios del siglo XX ya se habían inventado máquinas simples que podían funcionar a partir de la concentración del calor del sol.

El primer colector cilíndrico-parabólico fue ideado por el norteamericano John Ericsson en 1883.

En 1913, los también norteamericanos *Shuman* y *Boys* instalaron, primero en Filadelfia (USA) y luego en Egipto, colectores cilíndrico-parabólico que producían vapor para el accionamiento mecánico de bombas hidráulicas destinadas a irrigación. El colector de Egipto proporcionaba una potencia de 37 a 45 KW durante un período de cinco horas.

El auge fue en la década de los 70 cuando, como consecuencia de la cuarta guerra árabe-israelí, la OPEP decidió elevar enormemente los precios del petróleo y se produjo un fuerte resurgimiento mundial de la energía solar, al poder ser ya competitiva con los nuevos y altos precios del petróleo y de los productos energéticos en general.

Jimmy Carter, en ese entonces presidente de los EE.UU., impulsó las plantas de Energía Solar Concentrada, SEGS y decidió instalar colectores solares térmicos en el tejado para calentar el agua de la Casa Blanca.

El pionero en utilizar plantas termosolares fue EE.UU. Las primeras instalaciones comenzaron a operar en California en 1984 con ayudas federales y del estado. Estas ayudas se resumían en incentivos fiscales y contratos a largo plazo. El proyecto americano se conoce como *Solar Energy Generating System* (SEGS). Cuenta con nueve plantas construidas entre los años 1984 y 1991. La potencia inicial de la primera planta fue de 14 MW incrementándose hasta los 80 MW de la octava y novena central, sumando un total de 354 MW.

Este mercado se paralizó como consecuencia de la reducción en los precios de los combustibles fósiles y la correspondiente cancelación de los incentivos públicos.

Mientras que otras tecnologías de generación de electricidad a partir de fuentes renovables comenzaron a recibir apoyos a finales de los noventa, no fue hasta 2004 cuando se estableció en España y también en EE.UU., aunque con modelos diferentes, un marco que permitió la construcción de centrales de tamaño comercial, la primera de las cuales —PS10— entró en operación en España a principios de 2007, y poco después la central *Nevada Solar One*, en EE.UU. Dicho renacimiento termosolar en España y EE.UU. fue la respuesta a la necesidad de cumplir con los objetivos de penetración de energías renovables y la reducción de la dependencia energética, influyendo también que éstos fueron los dos países en los que se mantuvo el esfuerzo en I+D. Las plantas SEGS inspiró a España a continuar con sus investigaciones, inaugurando en 2009 la planta termosolar Andasol-1 en Aldeire, Granada. Andasol-1 logró una eficacia anual media del 16% de conversión de radiación solar a energía eléctrica.

Las centrales solares PS10 y PS20 creadas por el grupo Abengoa Solar fueron las primeras plantas con tecnología de torre que producían la electricidad de una manera estable y comercial. Los primeros MW comerciales que entraron en funcionamiento en España fueron los que aportó la operación de la central PS10 en Sanlúcar la Mayor, de 11 MW de potencia, en febrero de 2007.

3. Introducción a la energía termosolar

La energía solar termoeléctrica consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para calentar y expandir un fluido que a su vez propulsa una turbina convirtiendo la energía mecánica en energía eléctrica.

El concepto en el que se basa la energía termosolar es la concentración de los rayos del Sol en un receptor para conseguir elevadas temperaturas que son usadas para generar vapor y operar un ciclo de potencia. Internacionalmente se la conoce como *Concentrating Solar Power* (CSP). Esta tecnología puede ser muy importante y beneficiosa en los países y regiones que tienen una fuerte radiación directa normal (DNI).

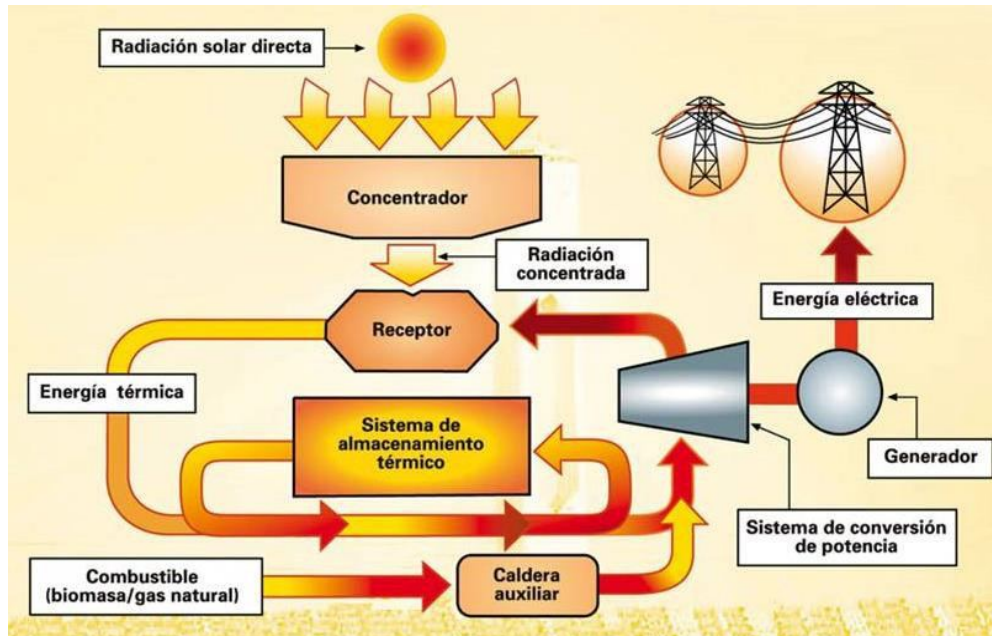


Figura 3. Esquema típico central termosolar. (Fuente: Amyca)[3].

Una de las características de la termosolar es su capacidad de almacenamiento o hibridación para su posterior uso. Al añadirle la capacidad de integrar un sistema de apoyo de generación, se obtiene una tecnología completamente flexible en cuanto a la demanda pudiéndose adaptarse en cada momento, a diferencia de otras tecnologías como la eólica o la fotovoltaica que carecen de la ventaja de almacenamiento ya que los elementos auxiliares que incluyen el almacenamiento no son económicos ni fiables. Uno de los mayores atractivos de la energía termosolar es el poder producir incluso en días nublados o durante la noche.

Por lo tanto la energía solar termoeléctrica es gestionable y puede aportar electricidad a la red incluso en períodos del día en los que no se dispone de irradiación solar para producir electricidad. Por otra parte la posibilidad de hibridar la central con otras tecnologías renovables como la biomasa o combustibles fósiles, como el gas natural, utilizando el mismo sistema generador de electricidad, aumenta la eficiencia y la firmeza en la producción de electricidad.

En cuanto a las aplicaciones, no sólo la generación de electricidad se puede beneficiar de la termosolar. Aplicaciones como producir calor para procesos industriales, cogeneración de calor, frío, cocinas solares o desalinizar agua entre otras contribuyen a su utilización. Por ejemplo la desalinización es una aplicación donde puede tener un gran potencial en el corto plazo, en especial en Oriente Medio donde el agua proviene hasta un 70% de agua desalinizada.

La energía solar termoeléctrica necesita de la componente directa de la radiación solar, ya que los espejos que forman los campos solares solamente pueden concentrar la energía si reciben este tipo de irradiación (a diferencia de la fotovoltaica, que puede emplear también la componente difusa). El límite de DNI mínimo establecido para que una central termosolar sea rentable, es de aproximadamente de 1900-2000 kWh/m²·año.

Los emplazamientos para la instalación de este tipo de centrales, deben de ser sitios con muchos días de sol al año y poca nubosidad. Por lo tanto, las regiones con mayor potencial son los desiertos del Norte de África y Suráfrica, Oriente Medio, India, China, el sur de España, Australia, el sur de Estados Unidos, México, etc.

3.1 Ventajas de la energía termosolar

La mayor ventaja es que la electricidad que se produce en las centrales termosolares, es una energía totalmente limpia y puede ser obtenida sin ningún tipo de contaminación medioambiental, por lo tanto se evitan las emisiones de gases de efecto invernadero. Este hecho es importante para ayudar a cumplir los objetivos de reducción de emisiones contaminantes. Además al utilizar un recurso que se localiza en el territorio contribuye a la reducción de las importaciones y dependencia de los combustibles fósiles. En el caso de España, al ser uno de los países de Europa con mayor dependencia de los combustibles fósiles, el aprovechamiento de estas tecnologías reduciría la vulnerabilidad energética del país.

Las centrales termosolares pueden llegar a sustituir algún día a las centrales eléctricas convencionales basadas en la quema de combustibles fósiles, lo que reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático.

Otras ventajas tecnológicas son por ejemplo la posibilidad de hibridación y almacenamiento. Esto permite la gestionabilidad, es decir, la capacidad de satisfacer la demanda de los consumidores cuando esta se produce, es una de las principales ventajas de las centrales termosolares en comparación con otras renovables.

En la parte socioeconómica, la utilización de este tipo de tecnologías crearía muchos puestos de trabajo, tanto en la parte de construcción de las instalaciones como en su posterior mantenimiento y operación. Además, como los valores de radiación directa normal más altos se encuentran típicamente en regiones relativamente subdesarrolladas, como por ejemplo desiertos de África, es un gran aliciente ya que una planta termosolar podría mejorar la situación económica del lugar y proporcionar nuevos puestos de trabajo, convirtiéndose en un impacto positivo en la economía de la zona.

4. Principales tecnologías

La principal característica de la energía solar térmica es el uso de sistemas de concentración para la producción de electricidad. Se usan concentradores solares por reflexión para alcanzar las temperaturas requeridas en la operación de los ciclos termodinámicos. Estos sistemas de captación consisten en recibir y concentrar la radiación solar sobre el receptor o absorbedor, donde la energía radiante se convierte en energía térmica, dicha energía concentrada es transportada por un fluido calorífico que alimenta un ciclo de vapor el cual se encarga finalmente en generar la energía eléctrica.

La concentración de la radiación se puede conseguir de cuatro formas distintas. Estas cuatro tecnologías diferentes de concentrar la radiación se podrían clasificar en dos grandes grupos:

Las que concentran la radiación solar a lo largo de una línea y las que concentran la radiación solar en un punto.

El primer grupo concentra la radiación solar en dos dimensiones (movimiento en un eje) para dirigir la energía del Sol a lo largo de una línea absorbidora. Tienen una razón de concentración menor $C < 90$ y son conocidos como sistemas de media temperatura. Dentro del primer grupo existen dos tecnologías: las de colector cilindro- parabólico y las de colectores lineales Fresnel.

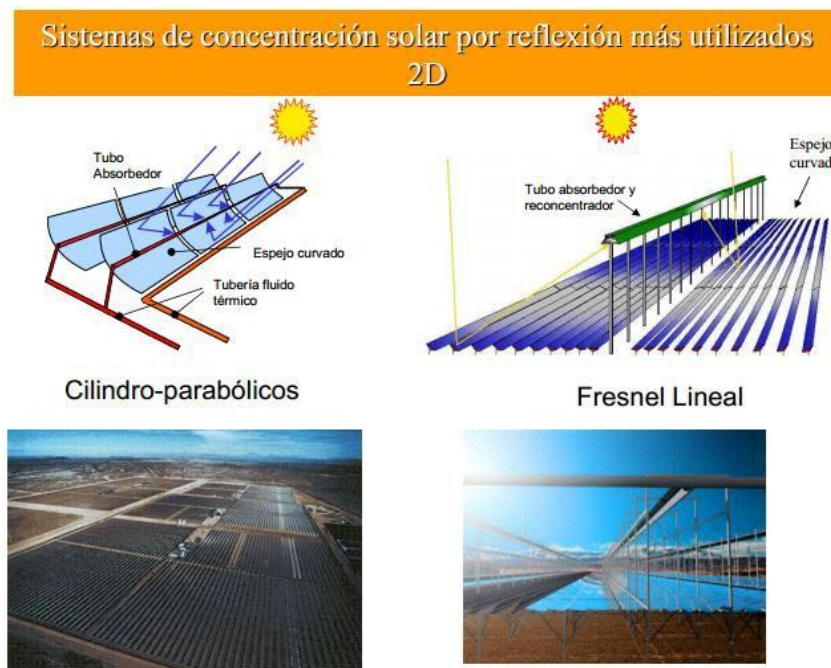


Figura 4. Sistemas de concentración solar 2D. Cilindro-parabólicos y lineales Fresnel. (Fuente: Plataforma solar de Almería - CIEMAT)[4].

El segundo grupo, para dirigir la radiación incidente hacia un punto único, utiliza las tres dimensiones (movimiento en dos ejes) pudiendo alcanzar por ello mayores relaciones de concentración. Estos son los sistemas conocidos de alta temperatura, tienen una razón de concentración elevada $200 < C < 5000$.

Las dos tecnologías aplicables del segundo grupo son: las de torre o receptor central y las de disco parabólico o también conocidos como discos Stirling.

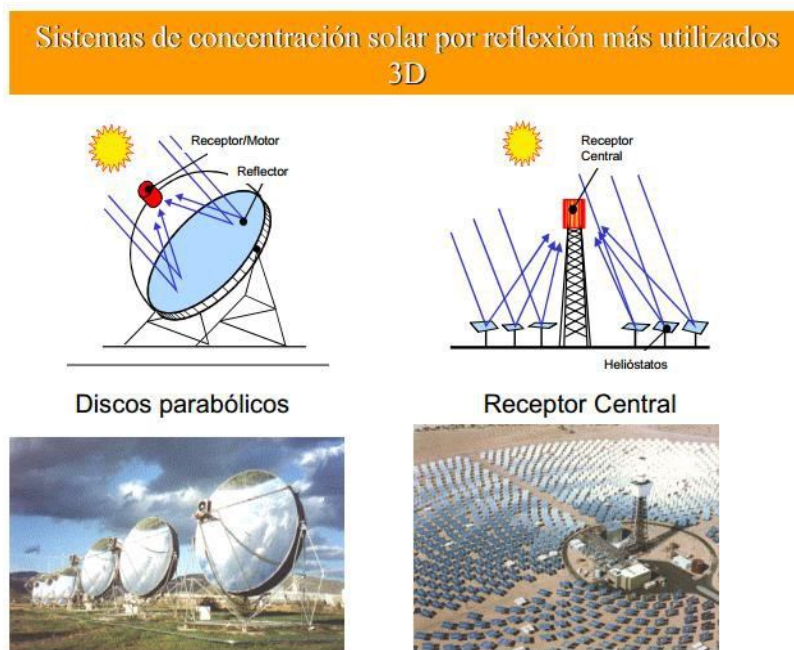


Figura 5. Sistemas de concentración solar 3D. Discos parabólicos y Receptor central. (Fuente: Plataforma solar de Almería -CIEMAT)[4].

Las principales ventajas de los sistemas de concentración son las siguientes:

- El fluido de trabajo puede alcanzar temperaturas muy elevadas.
- La capacidad de integrar un sistema de almacenamiento térmico eficiente o hibridarse con otras fuentes energéticas.
- La eficiencia térmica es mayor cuanto más pequeño sea el área de pérdidas de calor con respecto al receptor.
- El coste del material para las superficies reflectantes es relativamente bajo.
- Los recubrimientos selectivos y el vacío en los receptores reducen las pérdidas de calor, mejorando la eficiencia y haciéndolos viables económicamente.
- Se obtienen altas temperaturas incluso en invierno.

En cuanto a inconvenientes se pueden encontrar:

- Trabajan sólo con la componente directa de la radiación solar, quedando restringido su uso a lugares con altas tasas de insolación y baja nubosidad.
- Se necesitan sistemas de seguimiento solar.
- Las superficies reflectantes pierden sus propiedades con el tiempo y necesitan un mantenimiento periódico de limpieza.
- Dependencia climática.

En el apartado siguiente se destacan las cuatro principales tecnologías de captación que se utilizan en plantas solares termoeléctricas:

- Concentradores cilíndrico-parabólicos.
- Concentradores por reflexión Fresnel.
- Sistemas de torre o de receptor central.
- Discos parabólicos.

Tabla 1. Características de las principales tecnologías. (Elaboración propia)

TECNOLOGÍA	Cilindro-parabólico	Fresnel	Torre Central	Disco parabólico
TIPO DE FOCO	Foco lineal	Foco lineal	Foco puntual	Foco puntual
TIPO DE RECEPTOR	Móvil	Fijo	Fijo	Móvil
TIPO DE SEGUIMIENTO	Movimiento en un eje (2D)	Movimiento en un eje	Movimiento en dos ejes (3D)	Movimiento en dos ejes (3D)
CARACTERÍSTICAS	Tª de operación: 390°C Eficiencia	Tª de operación: 450°C	Tª de operación: 565°C Eficiencia	Tª de operación: 750°C Eficiencia
GENERACIÓN ELÉCTRICA	Potencia eléctrica máxima en España de 50 MW (para acogerse al régimen especial).	Potencia eléctrica máxima de 30 MW.	Potencia eléctrica máxima en España de 20 MW.	Potencia eléctrica máxima de 140 kW.
APLICACIONES	Plantas de producción eléctrica conectadas a red.	Pequeños sistemas de generación en isla o plantas de producción eléctricas	Plantas de producción eléctrica conectadas a red.	Pequeñas instalaciones independientes no conectadas a la red o grandes sistemas
VENTAJAS	Comercialmente disponible. Rendimiento solar- electricidad máximo del 21%. Capacidad de hibridación y almacenamiento térmico.	Alta eficiencia al mediodía. Capacidad de hibridación y almacenamiento. Menor coste que CCP.	Perspectivas de altos rendimientos (solar-eléctrico entorno del 23%). Almacenamiento a alta Tª. Hibridación. Posibilidad de terrenos no planos.	Altos rendimientos (aprox.30%). Modularidad. Capacidad de hibridación. No hay necesidad de agua para la refrigeración
DESVENTAJAS	Tª de operación moderada (hasta 400°C) debido a las limitaciones del aceite térmico.	Primeras etapas de comercialización. Rendimiento solar- eléctrico más bajo que los CCP.	Alta inversión. Estimación de costes de capital escasamente contrastados.	Alta inversión. Los sistemas híbridos tienen una eficiencia de combustión baja y fiabilidad por demostrar.

4.1. Colectores cilíndricos parabólicos

La tecnología cilindro-parabólica es una tecnología limpia, madura y con un extenso historial que demuestra estar preparada para la instalación a gran escala. Esta tecnología lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80 con un excepcional comportamiento.

Desde entonces, ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos.

Actualmente, se trata de la tecnología solar térmica más extendida y madura en el mundo, y que supone más del 95% de la potencia de generación termosolar instalada en el mundo. Los dos países que destacan por encima de otros en cuanto a esta tecnología son Estados Unidos y España. Cabe destacar que España está entre los países más punteros en investigación en esta tecnología.

La tecnología cilindro-parabólica es la tecnología de concentración solar de potencia (CSP) más desarrollada y con más experiencia comercial.

4.1.1. Características básicas

El captador cilindro-parabólico, conocido por las siglas CCP, debe su nombre a uno de sus componentes principales: la tecnología cilindro-parabólica basa su funcionamiento en el seguimiento del movimiento del sol para que los rayos incidan perpendicularmente a la superficie de captación. Esta superficie reflectante cilindro-parabólica refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbente colocado en la línea focal de la parábola. Esta radiación concentrada sobre el tubo absorbente hace que se caliente el fluido térmico, un fluido transmisor de calor, que circula por su interior, transformando la radiación solar en energía térmica, en forma de calor sensible o latente del fluido. En estos tubos, un fluido transmisor de calor, normalmente un fluido orgánico sintético HTF (*Heat Transfer Fluid*) es calentado hasta unos 400°C. Este fluido caliente es bombeado hacia una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. La energía presente en este vapor acciona una turbina de vapor convencional y un generador acoplado a ella, generándose de esta forma energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico *Rankine*. La electricidad generada pasa por un transformador que eleva su intensidad y la deja en las mejores condiciones para ser transportada hacia los puntos de consumo.

La tecnología de colectores cilindro-parabólicos puede incorporar almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía también en condiciones de nubosidad o por la noche. Actualmente la opción más utilizada se basa en la utilización de dos tanques de sales para almacenar el calor.

El funcionamiento es el siguiente:

Para calentar las sales se usa la energía del sol que nos llega en las primeras horas de la mañana y que no nos sirve para empezar a generar electricidad, y con la energía sobrante durante las horas de máxima energía.

Una vez el tanque caliente está lleno las sales se quedan almacenadas hasta que se requiera su utilización, que es a partir de un momento en que la energía recibida en los colectores no es suficiente para cubrir la demanda.

Así, las sales, salen del tanque caliente para dirigirse a un intercambiador de calor para calentar el aceite térmico, y una vez entregado el calor pasan al tanque frío, donde se almacenan hasta que, por la mañana siguiente se vuelven a calentar.

El aceite que ha recibido el calor de las sales calientes se transporta hasta diferentes intercambiadores, como son el economizador, el generador de vapor, el sobrecalentador y el recalentador. Así se genera el vapor que utilizamos para generar la energía eléctrica.

Cómo ya se ha explicado el sistema funciona con dos tanques de almacenaje. Cada tanque tiene un volumen suficiente como para albergar a todo el volumen de las sales, y están aislados térmicamente para evitar así la pérdida de energía durante el período en que las sales están almacenadas en cada uno de ellos.

También se pueden incorporar una caldera auxiliar de gas natural que asegure el suministro de calor necesario para la producción.

El rendimiento térmico del colector se encuentra dentro del margen de 60% a 80% y la eficiencia global desde la radiación solar captada en el colector hasta la red eléctrica alcanzada por estas centrales está sobre el 15%-18%.

4.1.2. Componentes principales de CCP



Figura 6. Colector cilindro parabólico. (Fuente: Themorningstarg2)[5].

Los componentes principales el campo solar de la tecnología cilindro-parabólica son:

- El reflector cilindro-parabólico: La tarea del receptor cilindro-parabólico es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar directa que incide sobre la superficie. Se trata de un espejo curvado con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. La superficie se consigue a través de finas láminas dobladas y curvadas de material reflectivo como películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte de vidrio que le da la suficiente rigidez.

Estos espejos pueden ser de diferentes tamaños y materiales, además se fabrican de diferentes formas en función de la configuración escogida en cada caso. Actualmente los materiales de medios soportes para la película reflectante más utilizados son la chapa metálica, el vidrio y el plástico.

- El tubo absorbedor: Es uno de los elementos más importantes de todo el CCP, es en él donde la energía solar radiante se convierte en energía térmica por lo que el rendimiento global del colector depende en gran medida de este elemento.

El tubo absorbedor consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El tubo interior, por el que circula el fluido que se calienta es metálico, de acero, y el exterior de vidrio borosilicatado. El objetivo de este último es disminuir las pérdidas por convección y proteger el recubrimiento selectivo, que se aplica al tubo metálico, de las inclemencias meteorológicas. Este recubrimiento selectivo se aplica al tubo metálico para aumentar su absorptividad y tener una baja emisividad en el espectro infrarrojo, de esta forma se logran tubos absorbedores con altos rendimientos térmicos. Para lograr esto se le aplica una capa cermet.

El tubo exterior de cristal tiene un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras. Esta capa antirreflexiva es de alta resistencia al desgaste y además permite una elevada transmisividad de la radiación solar incidente y por consecuencia, del rendimiento óptico del colector.

El tubo interior de acero y el tubo exterior de cristal estarán conectados en sus extremos mediante fuelles metálicos de expansión, que compensarán las diferentes expansiones térmicas entre estos.

Por el interior del tubo receptor circula el fluido de transferencia de calor. Este tubo se encarga de transportar el fluido para que pueda ser utilizado en el ciclo de potencia. El tipo de fluido que se utiliza en los CCP depende de la temperatura máxima de operación. Si las temperaturas que se desean son moderadas, menores de 200°C, se puede utilizar agua desmineralizada, o una mezcla con Etileno-Glicol, como fluido de trabajo. En cambio, se utilizan aceites térmicos sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$). Esto es debido a que para temperaturas altas, las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo es agua, ya que para evitar que el agua se evapore es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los captadores solares. Esto significa que la presión en el circuito ha de ser superior de 110 bar, para así conseguir tener agua caliente a 320°C, por ejemplo, a la salida de los colectores.

En cambio, puesto que la presión de vapor del aceite para altas temperaturas es mucho menor que la del agua, podemos calentar aceite a 320°C sin tener que mantener el circuito presurizado a más de 15 bar.

Tratar el fluido a menores presiones posibilita el uso de materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad. Existen diversos tipos de aceite térmicos y la elección de uno u otro se hace en base a la temperatura máxima de trabajo que soportan, por eso ante la diversidad de opciones hay que valorar antes de seleccionar el más adecuado para un caso concreto.

En la actualidad sólo hay dos fabricantes contrastados que suministran tubos absorbedores para los nuevos proyectos de plantas termosolares comerciales, los dos son alemanes Siemens y Schott.



Figura 7. *Tubo absorbedor Siemens UVAC 6G. (Fuente: Protermosolar)[6]*

Los componentes del tubo absorbedor, en este ejemplo del Siemens UVAC 6G, son los siguientes:

1. Tubo metálico.
2. Tubo de vidrio.
3. Unión mediante soldadura vidrio-metal.

4. Fuelle metálico.
5. Sistema de afinador de vacío (*Getter*) para el mantenimiento de la cámara de vacío.
6. Protectores externos.
7. Protectores internos.

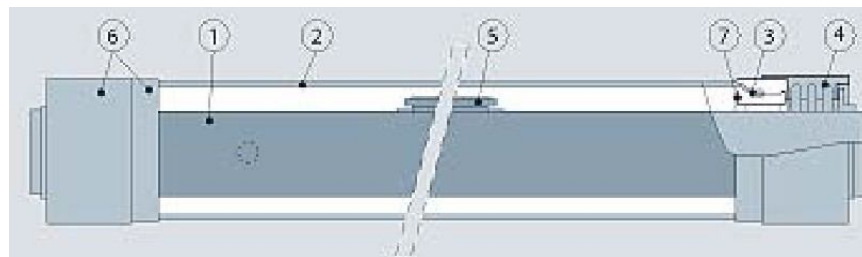


Figura 8. Componentes del tubo absorbente Siemens. (Fuente: Siemens)[7].

- El sistema de seguimiento del sol: Para aprovechar al máximo la irradiación solar, se instala un sistema seguidor que consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro-parabólicos del colector alrededor de un eje siguiendo el movimiento aparente del Sol.

Existen dos tipos de mecanismos de accionamiento para el movimiento de los colectores. Uno es el eléctrico que consiste en un motor que hace girar el eje de seguimiento según nos interese. Este sistema se usa en colectores pequeños. El otro mecanismo de accionamiento es el hidráulico. Se usa en grandes colectores, ya que este sistema es capaz de proporcionar un par mucho mayor que el eléctrico.

El sistema de seguimiento no sólo se usa para un óptimo aprovechamiento de la irradiación solar, sino que también protege el colector en condiciones climatológicas adversas como fuertes

lluvias o rachas de viento, el colector es resguardado a una posición segura.

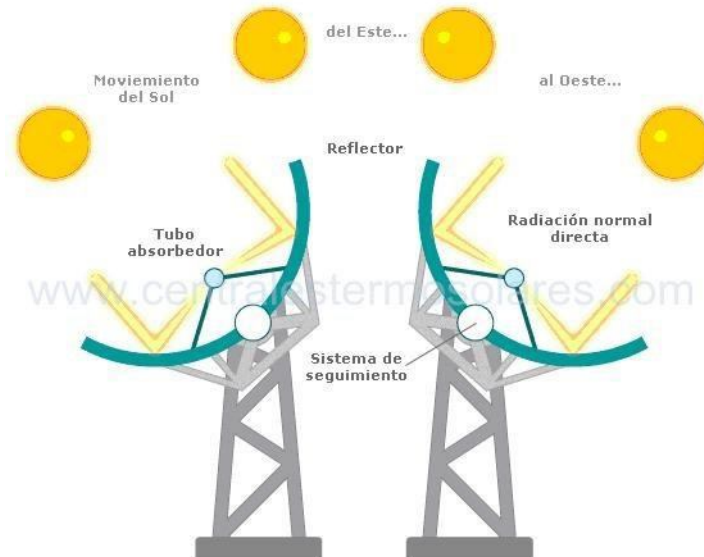


Figura 9. Seguimiento solar de un CCP. (Fuente: Afinidad eléctrica)[8].

El seguimiento de los CCP es de un eje, a pesar de que la cantidad de energía captada por un colector con sistema de seguimiento en dos ejes es superior. No obstante, las pérdidas térmicas con un seguimiento de dos ejes también son superiores porque la longitud de tuberías pasivas dentro del colector es mayor. Los colectores de dos ejes también necesitan mayor mantenimiento, principalmente por su mayor complejidad mecánica. Por estos motivos se ha demostrado que el seguimiento de dos ejes es mucho más caro.

Los sistemas de seguimiento del Sol (*Sun tracking*) pueden ser activos, dotados de un motor asociado a un ordenador, con un programa que ajusta la orientación de los paneles de acuerdo con la fecha y hora del día siguiendo un algoritmo que mediante las coordenadas solares nos diga su posición relativa, y con eso poder posicionar los colectores de manera adecuada; o bien pasivos, que calientan un líquido integrado en la estructura de soporte del sistema, que altera el centro de gravedad y hace girar la estructura siguiendo al sol. Son mucho más comunes los sistemas activos.

Para todo tipo de centrales solares es muy importante la correcta orientación y seguimiento de los captadores, ya que el seguimiento solar permite conseguir un aumento en la energía captada del orden del 30% al 40% con relación a los sistemas fijos.

Los colectores cilíndricos-parabólicos se instalan de forma que su orientación puede ser Norte-Sur con un seguimiento del eje de giro en la dirección Este-Oeste, u orientación Este-Oeste, con un seguimiento de Norte-Sur.

Los dos tipos de orientación tienen características diferentes. El Este- Oeste se caracteriza por estar siempre mirando al Sol durante el mediodía y tener sus pérdidas más acentuadas en la salida y la puesta del Sol. En el caso de la orientación Norte-Sur es todo lo contrario. Hay más pérdidas durante el mediodía y menores durante la salida y puesta del Sol. Considerando un periodo de un año también existen diferencias entre ambas orientaciones. La orientación Norte-Sur recoge mucha energía en verano y muy poca en invierno. El caso contrario se encuentra con la orientación Este-Oeste que tiene un valor más constante a lo largo del año. La elección de este parámetro depende de la aplicación y de la época del año que se demande más energía.

Para instalaciones de CCP, en España, se recomienda que la orientación de los colectores sea de Norte-Sur, por lo que el eje de seguimiento será de Este-Oeste. Con esta, el 70% de la producción se genera en verano. Esta orientación es la más aconsejada porque así conseguimos captar más energía durante todo el año aunque la diferencia entre la energía que captamos en invierno y en verano sea más elevada comparada con un sistema de seguimiento Norte-Sur.

La estructura metálica de soporte: La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen. También la de actuar de interfase con la cimentación del captador. Las estructuras de soporte son metálicas.

La cimentación soporta los captadores y los fija en el suelo. El material utilizado es hormigón armado. Se hará según el tipo de terreno de la localización y el peso del conjunto estructural.

Las funciones que realiza la estructura de un colector son las siguientes:

- Soporta los espejos y los tubos absorbedores, manteniéndolos alineados ópticamente.
- Resiste las fuerzas externas como por ejemplo el viento.
- Permite que el colector gire, por lo que los espejos y los tubos absorbedores pueden llevar a cabo el necesario seguimiento solar.
- Actúa de interfase con la cimentación del colector.

4.1.2. Central termosolar típica de CCP

La mayor parte de las centrales termosolares en operación y las que estaban en fase de construcción en 2011 usan diseños muy conservadores que integran un escaso grado de innovación. Como prueba de ello está el hecho de que todas las plantas con captadores cilindro-parabólicos (CCP) obedecen al esquema mostrado en la siguiente figura 50, en el que un aceite térmico es calentado en el campo solar desde 290°C hasta unos 390°C, para emplearlo posteriormente o bien en generar vapor a unos 104bar/385°C para la turbina que acciona el generador eléctrico, o bien para cargar el sistema de almacenamiento térmico basado en dos tanques de sales fundidas.

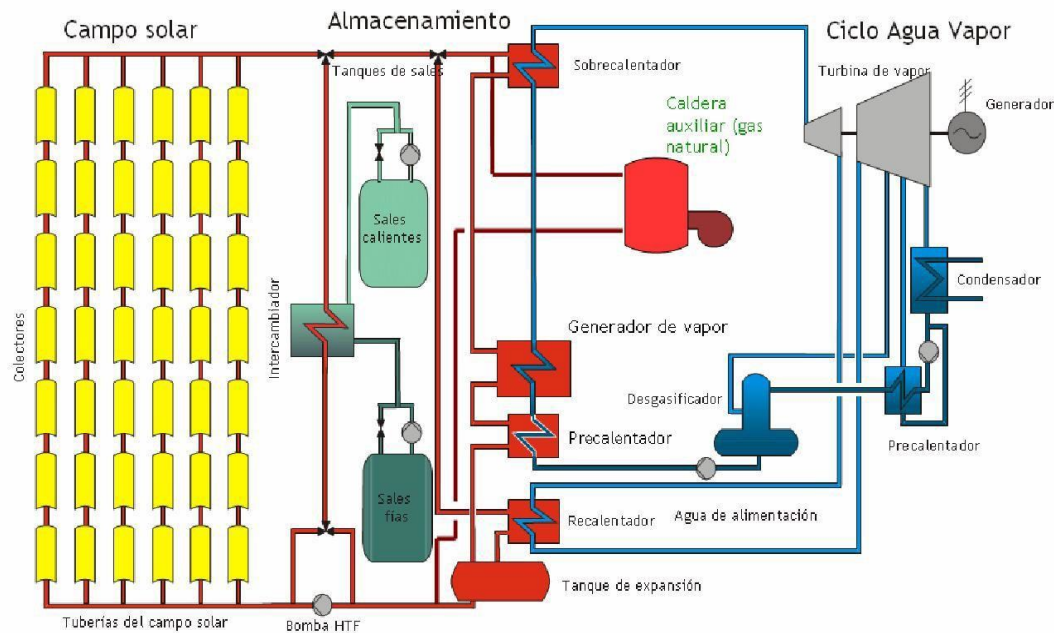


Figura 10. Esquema central termosolar de CCP. (Fuente: Renovetec)[9].

Los números aproximados de una central tipo de CCP de 50 MW serían:

La superficie total de espejos para una planta de esa potencia es, aproximadamente, de 300.000 m² las plantas sin almacenamiento térmico, y unos 500.000 m² con almacenamiento térmico, y la superficie total de la planta será de 2 km² (200 ha).

Las horas anuales equivalentes (horas de máxima producción de 50 MW) alcanzan las 2.500 horas. Esta cifra se puede aumentar a 3.500 horas aproximadamente al año, instalando un almacenamiento térmico por medio de tanques, llenos de un fluido de sales fundidas que permiten que la planta continúe su producción entre 7 y 15 horas tras haberse puesto el sol.

4.1.4 Conclusiones

Esta es la tecnología más madura de las cuatro, siendo la principal en cuanto a plantas comerciales se refiere. La experiencia y el desarrollo de una industria comercial la han llevado a ocupar este puesto privilegiado. La gran competencia existente ayuda a este

desarrollo y a la reducción de los costes.

Actualmente presenta uno de los menores costes para la producción de electricidad o vapor recalentado a alta presión. No obstante, se espera que esos costes disminuyan debido a una producción en masa y a la aparición de nuevos suministradores. No nos podemos olvidar de la evolución tecnológica prevista, como la generación directa de vapor en el colector y uso de sales fundidas como fluido de trabajo, que también contribuirán a esta reducción.

4.2. Colectores lineales Fresnel



Figura 11. Colector lineal Fresnel. (Fuente: Renovetec)[10].

4.2.1 Características básicas

Los Reflectores o concentradores lineales Fresnel (CLF) son varias filas de espejos planos ligeramente curvados que sirven para la captación de los rayos solares y la concentración de la radiación solar en un tubo receptor fijo situado a varios metros de altura de los espejos (aproximadamente 9 metros), ahí se calienta y se evapora el agua para luego ser convertida en energía eléctrica.

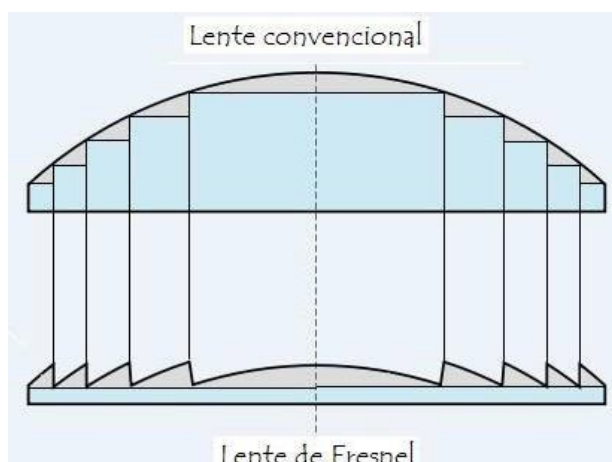


Figura 12. Comparación entre una lente Fresnel y una normal.

(Fuente: Grupo de materiales mecánicos)[11].

Realizan el seguimiento del sol en un eje. Utilizan reflectores planos, simulando un espejo curvo por variación del ángulo ajustable de cada fila individual de espejos, en relación con el absorbedor fijo.

La ventaja de los colectores lineales Fresnel respecto los CCP es que su instalación es más barata, sin embargo su eficiencia es menor. Las eficiencias solar-eléctrica alcanzadas por estas centrales están en el rango del 8% al 10%, la eficiencia de los Fresnel es la más baja de las cuatro tecnologías que se están analizando.

Otras ventajas significativas en comparación a los CCP son: una menor superficie expuesta al viento, con el receptor fijo se eliminan las juntas rotativas de los CCP, la ocupación del terreno es aproximadamente la mitad de los CCP, se elimina el generador de vapor al utilizarse agua como fluido caloportador y produciéndose directamente vapor en el tubo, las estructuras portátiles son sencillas y de fácil instalación y las cimentaciones son más pequeñas.

Sin embargo, con esta tecnología se producen sombras entre los espejos, sobre todo con el sol bajo al amanecer y al atardecer, que reducen su rendimiento entre el 25 y 30%.

4.2.2. Componentes principales de CLF

Los componentes principales del campo solar de la tecnología Fresnel son:

1. Reflector primario:

Los espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante a lo largo del día siguiendo el movimiento del sol. Se encargan de reflejar y concentrar la luz del Sol en el tubo absorbente que se encuentra encima de ellos.

Los espejos Fresnel son más baratos que los cilindro-parabólicos porque el primero, al ser prácticamente plano (ligerísima curvatura), es mucho más sencillo de producir que uno curvado y, por lo tanto, su coste es menor.

2. Tubo absorbedor:

El tubo receptor está protegido por un cristal delantero y un espejo trasero (reflector secundario) que ayuda a aprovechar los rayos más oblicuos.

El fluido que circula por el interior del tubo es agua, que entra en estado líquido y atraviesa el colector, evaporándose y llegando a alcanzar temperaturas típicas de 270°C.

Una diferencia importante de los CLF respecto a los CCP es que no hay vacío ni soldaduras vidrio-metal en el tubo receptor. El tubo está dentro de una cavidad para evitar las pérdidas por convección, pero hay aire y por tanto pérdidas por conducción.

3. Reflector secundario:

Se trata de un espejo que envuelve al tubo absorbente y trata de aprovechar los rayos más oblicuos para así mejorar el rendimiento del sistema.

4. Sistema de seguimiento solar:

Cada línea de espejos tiene una inclinación, pero al realizar el seguimiento solar a lo largo del día todas realizan el mismo movimiento relativo. Por eso se pueden girar varias filas con un solo motor. También se acciona este motor para proteger los espejos de las condiciones climáticas, por ejemplo cuando hay viento fuerte, se ponen los espejos horizontales, cuando graniza o hay que hacer limpieza, se colocan verticales (para poder pasar entre las filas).

5. Cimentación y estructura de soporte:

La estructura es simple y ligera, construida mediante acero galvanizado. La cimentación de cemento armado, es imprescindible que sujete y fije bien la estructura de metal para que el colector este bien orientado.

4.2.3 Central típica de CLF

Puerto Errado 2, es la central termosolar con tecnología Fresnel más grande del mundo.

Puerto Errado 2 ha sido construida sobre una superficie de 650.000 m², equivalente a la superficie aproximada de 91 campos de fútbol. Sobre el terreno se han instalado 28 filas de espejos reflectores de casi un kilómetro de largo cada una y una superficie total de espejos de unos 302.000 m². Los espejos planos concentran los rayos solares en tubos receptores por los que circula agua. Debido al calentamiento del agua en el tubo receptor, se genera vapor saturado de hasta 270°C a 55 bar de presión. Este vapor se hace circular por dos turbinas de vapor de 15 MW cada una (30 MW en total) que mueven los generadores, transformando así la energía térmica generada por el campo solar en energía eléctrica que se entrega a la red.

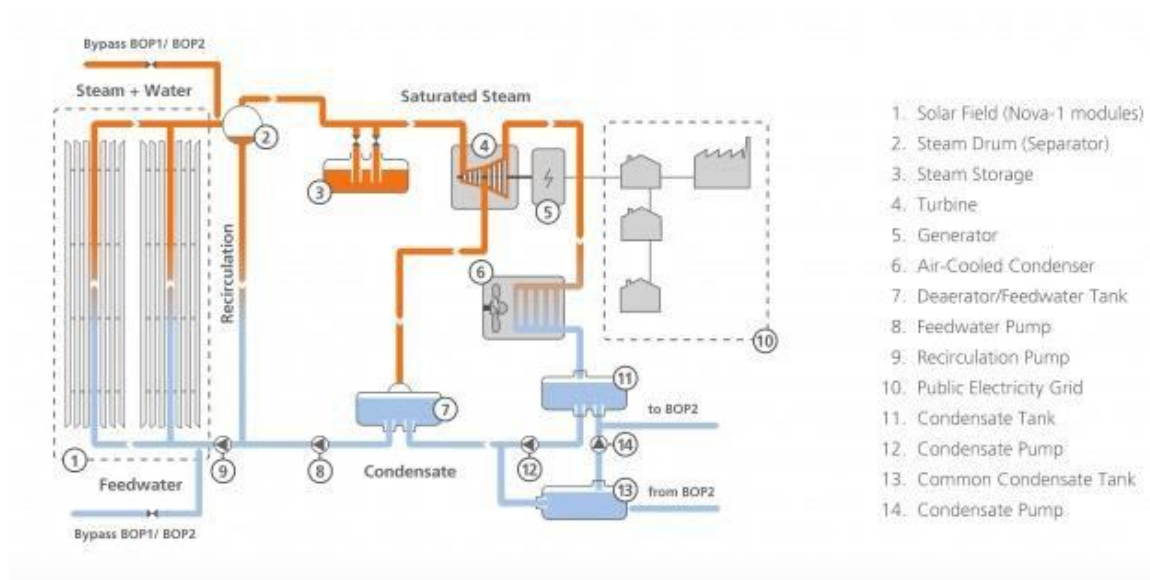


Figura 13. Esquema de la planta Puerto Errado 2 con tecnología Fresnel.

(Fuente: Tubosol PE2)[12].

Otro ejemplo es la planta con sistema Fresnel de Almería (PSA). Consiste principalmente en un campo de espejos primario, un tubo absorbedor y un espejo secundario. El campo primario contiene 25 filas de espejos planos largos sobre el terreno, cada uno de 100 metros de largo por 0,6 metros de ancho, que reflejan los rayos del sol en un tubo absorbedor de 100 metros de largo colgado a 8 metros del campo principal. Por encima del tubo absorbedor hay un espejo secundario que concentra la luz solar restante en el tubo absorbedor lineal.

La superficie total de espejo primario es de 1.433 m² distribuida en 1.200 facetas montadas como se ha comentado anteriormente en 25 filas paralelas.

Los espejos se controlan por motores eléctricos que hacen un seguimiento de la posición del sol, la luz solar se centra en el tubo absorbedor de la manera más eficiente.

El agua fluye a través del tubo de absorción, donde se calienta. La temperatura de operación ronda habitualmente los 270°C, pero puede llegar hasta temperaturas máximas de 450°C. Esto produce vapor, a una presión máxima de 100 bar, que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor.

4.2.4. Conclusiones

Aunque de menor eficiencia respecto a otras tecnologías es una alternativa con gran proyección de futuro por su menor coste tanto de inversión como en mantenimiento, por su sencillez constructiva, su menor ocupación del terreno y uso de agua como fluido caloportador lo que permite la generación directa de vapor.

La evolución tecnológica prevista se basa en buscar soluciones para hibridación y la optimización de los receptores.

Finalmente se muestran las ventajas e inconvenientes antes comentado de utilizar sistemas Fresnel. Las ventajas son las siguientes:

- Al estar separado el tubo absorbedor de los concentradores, se mantiene fijo y no tiene partes móviles. Por lo tanto es más económico.
- Los concentradores se instalan a nivel del piso, reduciendo la carga del viento y son más fáciles para mantener y limpiar.

- El vapor se genera directamente y no se requiere de intercambiadores de calor.
- Construcción automatizada de los componentes clave.
- Sin emisiones de CO₂.
- Poco consumo de agua.
- Utiliza menos espacio que otras tecnologías debido a que no necesita un terreno perfectamente llano.
- Investigación de la tecnología en aumento debido al interés de las compañías al ser tan económica.

Los inconvenientes se detallan a continuación:

- El colector Fresnel tiene un factor de concentración inferior comparando con un colector cilindro-parabólico. Por lo tanto se consiguen menores temperaturas de vapor y la eficiencia energética es menor.
- Actualmente, la tecnología Fresnel tiene menos madurez que la CCP.
- Los espejos Fresnel producen sombras unos sobre otros en las primeras y en las últimas horas del día (al amanecer y atardecer). Esto es debido a la proximidad entre las filas y ocasiona una pérdida de generación eléctrica en esa franja de tiempo.

4.3. Receptor central



Figura 14. Central de Torre central. (Fuente: REVE)[13].

4.3.1. Características básicas

En la tecnología de torre o receptor central (SRC), el sistema de concentración de la radiación solar consiste en un campo de helióstatos, formado por superficies reflectoras que, mediante seguimiento en dos ejes (3D), son capaces de proyectar la radiación del Sol sobre la superficie de apertura de un receptor situado, en lo alto de una torre, por este motivo esta tecnología es nombrada así. En el receptor central tiene lugar la transformación de la radiación solar concentrada en energía térmica, mediante el incremento de entalpía de un fluido de trabajo. Este calor se transmite a un fluido con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

Habitualmente las temperaturas que se suelen alcanzar están en torno a los 1.000°C aunque se pueden conseguir muy altas temperaturas, pudiendo llegar hasta los 1.500°C .

Debido a los altos flujos de radiación solar que se alcanzan en el receptor, éste puede trabajar a altas temperaturas, sin excesivas pérdidas térmicas, lo que posibilita su integración en ciclos termodinámicos eficientes.

En este sentido, la tecnología de torre permite aspirar a rendimientos de transformación de la energía solar a electricidad elevados, superiores al 25% anual, aunque hasta la fecha los rendimientos anuales demostrados sean, probablemente, inferiores de 16%.

Estas centrales admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones, y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico. A partir de este almacenamiento, el sistema puede proporcionar energía incluso en condiciones de nubosidad o durante la noche. Actualmente, la solución más utilizada son tanques de almacenamiento de agua/vapor o de sales fundidas, que acumulan parte de la energía captada durante el día para ser transformada en electricidad en otro momento. El uso de sistemas de almacenamiento de la energía térmica es opcional en todo tipo de centrales, pero lo común es que se utilice la tecnología de las sales fundidas pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas que superen las 4.500 horas equivalentes al año

Por lo que se refiere al fluido de trabajo que circula por el receptor central se utilizan principalmente cuatro sistemas:

- Agua-vapor.
- Sodio líquido.
- Sales fundidas.
- Aire

En las de vapor de agua, este mueve directamente una turbina. En los otros, el fluido transporta el calor a un generador de vapor de agua, con el que se hace funcionar una turbina que mueve al generador eléctrico.

Los ciclos de potencia con los que operan las centrales comerciales son principalmente ciclos de vapor (*Rankine*), aunque también se pueden acoplar ciclos de gas como los ciclos *Brayton* o *Stirling*. Estos últimos ciclos necesitan mayores temperaturas y tienen ciertas limitaciones en el diseño, ya que requieren receptores de cavidad.

Existen tres configuraciones que pueden ser adoptadas por este tipo de plantas. La primera de ellas dispone los heliostatos alrededor de una torre cilíndrica, por cuyo exterior circula el fluido de transferencia. La segunda de ellas, tiene los heliostatos en la parte norte de la torre y tiene el fluido de transferencia en una cavidad cerrada.

Por último, la tercera disposición coloca los heliostatos en la parte norte de la torre con el receptor plano mirando hacia dicha orientación.

4.3.2. Componentes principales de Torre Central

El funcionamiento de la tecnología de torre se basa en tres elementos característicos: los helióstatos, el receptor y la torre.

1. Los helióstatos:

Tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura de soporte, y mecanismos de control que permiten orientarlo correctamente. Los materiales más empleados para las superficies reflectantes actualmente son de tipo vidrio-metal. Normalmente, este tipo de centrales incorporan, en sus colectores, un sistema de seguimiento de dos ejes. Esto significa que aprovechan la máxima radiación posible en cada intervalo de tiempo, lo que hace que la energía recibida sea muy elevada.

2. El receptor:

Es el elemento que recibe la radiación solar concentrada y transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo (que puede ser agua, sales fundidas, etc.). Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para la producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.

El receptor solar representa la parte más crítica de una central de torre desde el punto de vista técnico, al centralizar todo el intercambio de energía radiante de la planta.

Los últimos avances e investigaciones se centran en la obtención de torres de alta temperatura con fluidos caloportadores tales como aire o sales.

3. La torre:

Sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos entre los helióstatos. Hasta la actualidad, las torres construidas han sido de estructuras metálicas o de hormigón.

4.3.3. Central típica de Torre Central

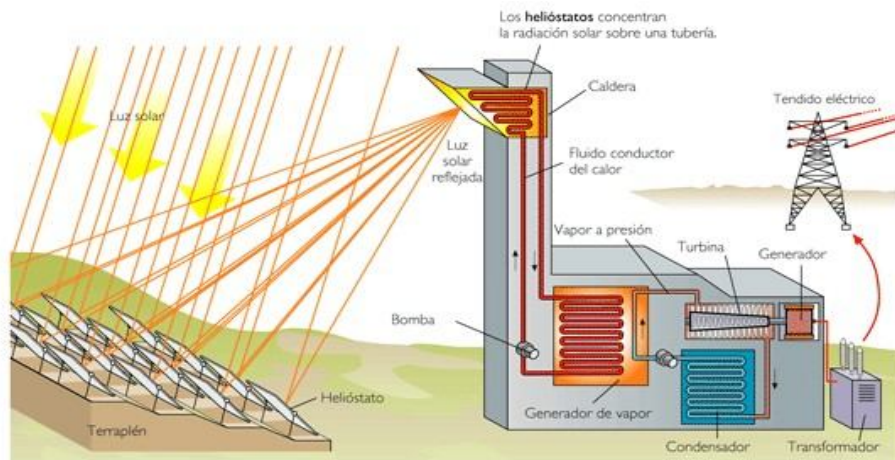


Figura 15. Esquema central de Torre central. (Fuente: La energía eléctrica)[14].

La Plataforma Solúcar o PS20 es la segunda central solar de torre del mundo, situada junto a la PS10 en la plataforma Solúcar de Sanlúcar la Mayor, en la provincia de Sevilla, España. Operada por Abengoa, tiene 20 MW de potencia, el doble que su antecesora la PS10, y produce energía para alimentar a 10.000 hogares, evitando la emisión a la atmósfera de unas 12.000 toneladas de CO₂.

La central está formada por un campo solar de 85 hectáreas y consta de

1.255 helióstatos del tipo Sanlúcar 120, diseñados por Abengoa Solar. Cada helióstato refleja la radiación solar que recibe sobre el receptor situado en una torre de 160 metros de altura, produciendo el vapor que permite la generación de electricidad en la turbina.

La PS20 entró en operación comercial a mediados del 2009 y desde entonces ha estado operando con éxito [15].

4.3.4. Conclusiones

Las altas temperaturas (superiores a 1.000°C) que se pueden alcanzar con esta tecnología permiten aspirar a elevados rendimientos en la generación de electricidad, incluso por encima del 25 % en la transformación de radiación solar a electricidad.

En tecnología de torre, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía aun en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente la solución más utilizada es el uso de tanques de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. Consecuentemente la planta necesita ser sobredimensionada. Otra aplicación utilizada en tecnología de torre es la hibridación.

Actualmente, esta tecnología se encuentra su primera etapa de explotación comercial. Las principales líneas de desarrollo se orientan a la reducción de costes de los componentes, especialmente de los helióstatos, que constituyen una fracción muy importante del coste total de una central de esta tecnología, a la mejora en los diseños de los distintos tipos de receptores mencionados y a la optimización de los sistemas de gestión y control del campo de helióstatos.

También el aprovechamiento de esta tecnología de alta concentración para la obtención de altas temperaturas de operación es el gran reto a más largo plazo. Como también la optimización de la generación directa de vapor y el uso de sales fundidas como fluido de trabajo.

4.4. Discos parabólicos



Figura 16. Discos parabólicos. (Fuente: Thermoninstarg2)[15].

4.4.1. Características básicas

La tecnología de disco parabólico consta, básicamente, de una superficie reflectora, una estructura de soporte, un mecanismo de seguimiento en dos ejes (acimut y elevación), un sistema de control y un elemento de transformación de potencia. El disco concentrador es una superficie reflectante de revolución, de sección parabólica, que concentra, en un punto situado en su foco, los rayos solares que inciden perpendiculares al plano de apertura. En dicho foco se coloca el bloque de potencia, cuya entrada está compuesta por el receptor de cavidad, que absorbe la energía solar y la transforma en energía térmica, que acciona un motor Stirling.

El movimiento del motor Stirling lo utiliza un generador eléctrico de inducción para obtener energía eléctrica. Dicha electricidad puede, o bien inyectarse a la red eléctrica, o bien destinarse a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar del emplazamiento. Lógicamente, tanto el disco parabólico, como el bloque de potencia, necesitan de una estructura que, a la vez de sustentarlos en su posición adecuada, realice el seguimiento en dos ejes del disco solar, de forma que la incidencia de los rayos solares sea normal a la superficie de apertura de la parábola en todo momento.

La tecnología de discos parabólicos y motor Stirling tiene el récord de eficiencia de conversión instantánea de energía solar a eléctrica, al conseguir, recientemente, un rendimiento máximo del 31,25% y hasta un 25% de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW.

Durante los últimos años, las mejoras en esta tecnología se han centrado en la reducción de costes tanto de fabricación como de operación y mantenimiento. De manera paralela, también se ha investigado en componentes avanzados, como el receptor de cavidad, el control del disco y las superficies ópticas. Se confía en que la producción en serie facilite la consecución de estos objetivos. Los sistemas de disco Stirling requieren de sistemas de seguimiento de alta precisión y normalmente de alto coste. Por lo general, se tiende a maximizar el tamaño por unidad de sistema de seguimiento, con objeto de reducir el coste por unidad de superficie.

La hibridación también es posible en este tipo de sistemas aunque tiene una eficiencia de combustión baja. Dado que es un sistema muy modulable se podrían aplicar en terrenos no planos. Este tipo de sistemas puede ser una alternativa para sistemas descentralizados de producción energética.

4.4.2. Componentes principales de disco parabólico

El funcionamiento de la tecnología de disco parabólico se basa en cuatro elementos característicos:

1. Concentrador parabólico:

Uno de los principales elementos del sistema es el concentrador, cuya razón de concentración alcanza valores por encima de 3.000, debido a su curvatura parabólica y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D = 0,6$). Se consiguen así, temperaturas muy altas de operación, entre 650°C y 800°C. La superficie cóncava del concentrador se compone por espejos de vidrio.

2. Estructura y sistema de seguimiento:

Un sistema de disco parabólico debe disponer también de una estructura de soporte y un mecanismo de seguimiento solar de dos ejes, con objeto de seguir la posición del Sol en todo momento, ya que si no fuese así, se producirían sombras en la superficie del reflector.

El seguimiento típico es en acimut-elevación, en el que el movimiento se realiza según dos ejes, vertical y horizontal.

3. Receptor:

Tiene dos funciones importantes que son la de absorber la radiación solar reflejada por el concentrador y transferir la energía absorbida al fluido de trabajo de la máquina térmica asociada. Por lo tanto es el intermediario entre el concentrador y la máquina térmica.

Se trata de un receptor de cavidad, donde la radiación concentrada entra por una apertura incidiendo posteriormente sobre el absorbedor, que transforma la energía solar en energía térmica que hace funcionar un motor Stirling y un generador eléctrico de inducción.

Hay dos tipos de receptores para los sistemas de disco *Stirling*:

- Receptores de tubos directamente iluminados.
- Receptores de reflujo.

El receptor de reflujo es el más utilizado de los dos.

4. Sistema generador:

El sistema generador está constituido por un ciclo termodinámico de potencia o máquina térmica y el generador propiamente dicho, que transforma la energía mecánica en electricidad.

Para obtener energía mecánica se les acopla a los discos un motor *Stirling*, que consiste en una máquina térmica que se basa en el trabajo realizado por la expansión y posterior contracción de un gas que se encuentra dentro del motor. Así, con el calor recibido del disco parabólico, se pone en funcionamiento el motor *Stirling*. El trabajo mecánico que se obtiene del motor *Stirling* sirve para generar energía eléctrica a través del alternador que lleva incorporado el mecanismo.

Los motores *Stirling* tienen en general un pistón, que transmite la energía mecánica al cigüeñal, y un desplazador, que desplaza el fluido de trabajo entre las zonas caliente y fría. También pueden tener dos pistones, en los que uno actúa como desplazador.

Existen varios tipos de motores *Stirling*. La clasificación más general depende de la geometría del motor:

- Motores *alpha*: con dos pistones, cada uno en un cilindro, formando una uve entre ellos.
- Motores *beta*: el pistón y el desplazador se encuentran en el mismo cilindro.
- Motores *gamma*: el pistón y el desplazador se encuentran en cilindros distintos.

La utilización de un motor *Stirling* trae consigo varias ventajas; no necesita agua para producir electricidad, además al no ser un motor de rozamiento no requiere de lubricación, es silencioso y puede conectarse a una red de fases.

4.4.3. Central típica de discos parabólicos

Para conseguir una central a gran escala serían necesarios cientos de miles de discos. Esta tecnología está diseñada para trabajar como unidades independientes unas de otras.

La Plataforma Solar de Almería (PSA) comenzó a investigar en el proyecto *EnviroDish* en 1992 y ya está en funcionamiento la tercera generación de discos, que recibe la denominación de *EuroDISH*. Este proyecto tiene el fin de obtener datos sobre el funcionamiento y los costes de los discos *Stirling*. Con estos datos se intentarán disminuir los costes de fabricación, instalación, operación y mantenimiento, y se intentará mejorar el funcionamiento del sistema. El sistema *EuroDish* de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla produjo energía por primera vez el día 26 de mayo de 2004 y por última vez el 28 de julio de 2008, habiéndose recogido datos de operación y costes durante todo este periodo.

El proyecto de la Plataforma Solar de Almería cuenta con más de 30.000 horas de operación. Su motor trabaja con helio a 630°C y proporciona un rendimiento de un 20%.



Figura 17. Central de Discos parabólicos. (Fuente: Ecología Verde)[16].

4.4.4. Conclusiones

Los discos parabólicos se perfilan como una alternativa interesante para sistemas descentralizados de producción energética. Usualmente, se prefiere el motor de ciclo *Stirling* por encima de las turbinas de gas tipo *Brayton*, debido sobre todo a la capacidad del motor *Stirling* para operar durante largos periodos de tiempo con bajo mantenimiento y a su carácter modular, que permite producciones eléctricas que van desde los pocos kW hasta los MW. En general, los sistemas de discos parabólicos alcanzan una relación de concentración media superior a 2.000, unas temperaturas de operación de hasta 800°C y unos rendimientos solar-eléctrico anuales en torno al 25%.

La ausencia de fluidos circulantes, la simplicidad técnica, el alto grado de automatización posible y sobre todo su altísimo rendimiento, hacen de las centrales de disco parabólico las más prometedoras de las cuatro estudiadas, una vez se resuelvan los problemas técnicos de una tecnología que aún no está suficientemente desarrollada.

Los principales desarrollos se centran en procedimientos de fabricación en serie de los distintos componentes, para poder conseguir la fabricación en serie de estos componentes se han de construir un número suficiente de plantas que funcionen con este tipo de tecnología. También se están investigando distintos métodos para mejoras ópticas de los discos, mejoras en los receptores, mejoras en el almacenamiento y soluciones para la hibridación.

5. La energía termosolar en España

5.1. Evolución y situación de la termosolar en España

Han pasado más de 30 años desde que las primeras plantas termosolares se conectaban a la red en EE.UU. Era un momento muy diferente en medio de una crisis energética mundial tras la limitación de la exportación del petróleo por parte de la OPEC. La termosolar no volvió a utilizarse como energía comercial hasta el 2006 cuando la empresa española Acciona compró parte de Solargenix y su proyecto Nevada Solar I. El renacimiento termosolar se estaba forjando después de esfuerzos I+D en EE.UU., España y Alemania y culminó por aquel entonces la construcción por parte de Abengoa de la PS10 en Sanlúcar la Mayor.

En España vivimos desde entonces un período de rápido crecimiento fomentado por el Real Decreto 661/2004 y los reales decretos que le siguieron. En cuestión de seis años la industria termosolar alcanzó muy rápidas proporciones mundiales más allá de España y EE.UU., con países como Marruecos, India, Sudáfrica, Australia, etc.

En mayo del 2012 más de 60 plantas termosolares operan en el mundo con 1.800 MW de capacidad instalada. A pesar de que hay nueve mercados diferentes, es principalmente España (1,2 GW) y EE.UU. (500 MW) los que todavía dominan el mercado con más del 95% de la capacidad instalada. Este liderazgo cambiará cuando las plantas en otros mercados relevantes se desarrollen y más gobiernos hagan nuevos contextos regulatorios.

Desde el punto de vista de la promoción el sector sigue dominado por unas cuantas empresas líderes que han desarrollado la mayoría de las plantas existentes, incluyendo Abengoa, Luz (ahora *BrightSource Energy*), ACS Cobra y Acciona, que juntos constituyen más del 70% de la capacidad. Abengoa en particular tiene la mayor potencia con 384 MW en operación. Aproximadamente 3 GW de capacidad termosolar mundial se encuentra ahora en desarrollo y se espera que esté operando en los próximos dos años. España suma 1 GW con 20 plantas en construcción. EE.UU., por su parte, cuenta con más de 1,3 GW de potencia en construcción, si supera las dificultades medioambientales y de financiación. A pesar de todo, se espera que cuando las plantas en construcción se terminen, España va a seguir a la cabeza con 2,2 GW seguida por EE.UU. con 1,8 GW.

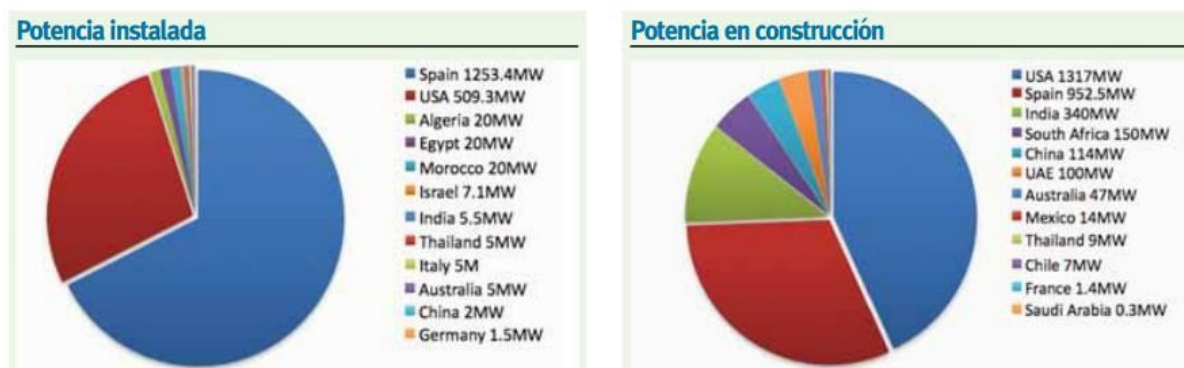


Figura 18. Potencia termosolar mundial instalada y en construcción. Mayo de 2012. (Fuente: Revista energías renovables)[17].

El apoyo del gobierno va a seguir siendo el factor principal para el éxito de los proyectos termosolares. A pesar de que la industria ha conseguido bajar los costes todavía no es competitiva con la fotovoltaica o la eólica. Se necesita más ayuda gubernamental para llegar a la igualación del coste de obtención de esta energía al de otras fuentes más económicas en la actualidad, que se espera a finales de la década.

Ese apoyo público es clave para facilitar economías de escala y reducir el coste de la energía. Sin embargo, las tarifas deben ser revisadas periódicamente para alentar las mejoras tecnológicas y su abaratamiento. Algo que no se ha producido en España, donde la mayoría de las plantas son muy parecidas y existe poca innovación, con lo que la esperada reducción de costes no se ha materializado.

Además de los incentivos del gobierno, la falta de recursos para la financiación de proyectos es el mayor obstáculo para el crecimiento.

En cuanto a la tecnología más usada, hoy en día los CCP son la tecnología más utilizada, con el 96% de la capacidad operativa. Es la tecnología más madura y probada con lo cual tiende a ser la predilecta por los promotores, las empresas y sobre todo, las instituciones financieras.

La tecnología de torre ha pasado de un 3,7% (67,9 MW) de capacidad instalada ahora mismo hasta un 18,6% (567,7 MW) de las plantas en construcción y un 28,9% de las plantas en desarrollo (800 MW), una clara tendencia a la alza. EE.UU. es el mercado predilecto de las torres, con un 30% de la capacidad en construcción. Las altas temperaturas y alta eficiencia que alcanzan las torres presentan una oportunidad única de reducción de costes. En España, la limitación de potencia por planta y las decisiones regulatorias que exigen su preasignación y un plazo corto para presentar papeles, han limitado la tecnología de torre en favor de la cilindro-parabólica, que es mejor conocida.

La tecnología Fresnel también está ganando mucha atención por el potencial de reducción de costes que tiene con respecto a los CCP y a la tecnología de torre. A pesar de que la eficiencia de la tecnología Fresnel es baja en comparación con las otras, la simplicidad de los espejos planos, los tubos absorbentes fijos y una estructura simple de generación directa de vapor la convierten en la tecnología preferida en los mercados emergentes. Del 0,6% de capacidad instalada de ahora mismo, Fresnel se incrementará hasta el 6,6% de cuota de mercado con las plantas en construcción y hasta el 13,2% en las plantas en desarrollo.

La termosolar cerró 2012 con casi 1,8 GW de potencia instalada aportada por 39 centrales, lo que significa que España cuenta con cerca del 72% de la potencia mundial termosolar. Y esa producción se nota: durante el pasado verano hubo momentos en que estas centrales llegaron a suministrar aproximadamente el 4% de la energía al sistema eléctrico. Sin embargo, los cambios regulatorios, junto con las turbulencias económicas, están haciendo que también esta tecnología se enfrente a tiempos difíciles, lo que ha disparado el interés de las compañías españolas hacia otros países.

Si hasta ahora la termosolar ha demostrado su fiabilidad, el nuevo reto es probar su viabilidad económica en un nuevo marco más competitivo. A nivel global, los objetivos son de 16 GW para el 2020 y 50 GW para el 2030.

5.2. Normativa

La principal normativa relacionada con las centrales eléctricas termosolares es la siguiente:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se crea el régimen especial para renovables y cogeneración, distinguiéndolo del régimen ordinario.

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, establece que las primas del régimen especial deberían ser actualizadas anualmente y revisadas cada 4 años. Se establecen grupos específicos, el grupo b.1 para todas las tecnologías solares.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, establece el subgrupo b 1.2 para la solar termoeléctrica. Se establece la primera tarifa regulada específica para solar termoeléctrica.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, se establece una tarifa regulada que permite la viabilidad económica de las centrales solares termoeléctricas. Objetivo de 200 MW. El titular de la instalación tiene dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada: vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada o vender la electricidad libremente en el mercado, acudiendo directamente al mismo.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Incremento de tarifas y primas para el objetivo de 500 MW. La generación renovable que participa en el mercado recibirá una prima variable en función del precio de mercado y unos límites superior e inferior (*cap & floor*). Es el RD que fomentó el rápido crecimiento de la energía termosolar en nuestro país.
- Real Decreto-Ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social que establece el registro de pre asignación para el régimen especial.
- Real Decreto 1565/2010, de 23 de noviembre, se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se introduce la obligación de adscripción a un centro de control para todas las instalaciones con una potencia igual o superior a 10 MW, como condición necesaria para la percepción de la tarifa o prima.

También establece la posibilidad de conceder el derecho a una retribución adicional a la retribución del mercado en el caso de instalaciones innovadoras de tecnología solar termoeléctrica, mediante un procedimiento de concurso hasta un máximo de 80 MW.

- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, este RD se creó para subsanar algunos detalles que dejaba el RD 1565/2010 sin definir. En este RD se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Establece la limitación de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima. Son las mostradas en la siguiente imagen:

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Cilindro parabólico sin almacenamiento.....	2.855
Cilindro parabólico con almacenamiento de 9 h.....	4.000
Cilindro parabólico con almacenamiento de 7 h.....	3.950
Cilindro parabólico con almacenamiento de 4 h.....	3.450
Torre vapor saturado.....	2.750
Torre sales con almacenamiento de 15 h.....	6.450
Fresnel.....	2.450
«Stirling».....	2.350

Figura 19. Limitación de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima. (Fuente; RD 1614/2010)[18].

- Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Moratoria a renovables.
- Real Decreto-Ley 15/2012, de 27 de diciembre, Impuesto del 7% y retirada de prima a la parte proporcional de gas de la planta.

- Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, elimina la opción denominada mercado más prima, eliminando la posibilidad de las plantas termosolares de vender energía en los momentos de máxima demanda, y las centrales sólo podrán acogerse a la modalidad a tarifa regulada. Modificación del IPC en la actualización de la tarifa.

5.3. Barreras

La tecnología solar termoeléctrica ha de enfrentarse y superar una serie de barreras para poder introducirse en el mercado y la sociedad de manera efectiva. En este apartado se identifican algunas de las barreras a las que se enfrentan actualmente las tecnologías solares termoeléctricas, y que han de irse superando, si se quiere que estas tecnologías desarrollen todo su potencial en España. Éstas pueden agruparse en los siguientes grupos:

5.3.1. Tecnológicas

La tecnología termoeléctrica tiene unas restricciones geográficas que impone la tecnología, que se han de tener en cuenta, que son las siguientes: la necesidad de emplazamientos con un alto nivel de radiación, con disponibilidad de agua, preferiblemente en áreas geográficas planas y con una red eléctrica cercana, para disponer de un punto de evacuación, donde poder verter la electricidad generada.

5.3.2. Económicas

Dentro de las barreras económicas a las que se enfrentan las tecnologías termosolares, la más importante es el alto coste de la inversión inicial. Aunque el recurso solar es abundante, ilimitado y gratuito, las inversiones iniciales requeridas para poder promover, diseñar, construir y finalmente explotar las plantas eléctricas termosolares, son muy grandes. Entre los costes financieros hemos de incluir el coste del riesgo tecnológico. La incertidumbre tecnológica asociada a cualquier tecnología nueva, por este motivo hay poca innovación tecnológica utilizando diseños muy conservadores.

Prueba de ello está el hecho de que casi un 95% de las centrales españolas son de la tecnología CCP obedeciendo a un mismo esquema tipo de central.

5.3.3. Relacionadas con el mercado

Una gran barrera de la energía termosolar es que el único método para equipararse a otro tipo de tecnologías convencionales es mediante un sistema de primas o ayudas a las energías renovables. Estas ayudas tienen como objetivo facilitar y acelerar la inserción de nuevas fuentes de energía en el contexto del mercado energético, lo que a corto o medio plazo se traducirá en un mercado energético más diverso, completo y competitivo.

5.3.4. Relacionadas con aspectos legislativos

El marco regulatorio de los últimos años ha contribuido de manera eficaz a que en España se desarrolle de una manera ejemplar la energía solar termoelectrica. Actualmente, España es el país con mayor potencia instalada en este sector.

Las centrales termosolares resultan rentables gracias a los incentivos y ayudas públicas que reciben, en forma de primas o desgravaciones fiscales. Este período de rápido crecimiento fue fomentado por el Real Decreto 661/2007, ya que en España no se construyó ninguna central termosolar hasta que el RD 661/2007 de 25 de mayo estableció una generosa prima para la electricidad generada por estos sistemas, tanto en la modalidad de tarifa regulada, como en la de tarifa dependiente del mercado.

Una barrera legislativa es que en España se encuentra actualmente limitada la potencia unitaria máxima a 50 MWe para que las centrales se puedan acoger a la prima establecida en el RD 661/2007. Para acogerse a estas primas, las plantas termosolares en España son de 50 MW de potencia como máximo, ya que sin estas primas no sería rentable la instalación. Esta potencia es claramente un límite artificial que no responde a razonamientos técnicos ni económicos. De hecho, diversos estudios realizados por el sector han puesto de manifiesto que las potencias óptimas desde el punto de vista del coste de la electricidad generada se encuentran por encima de los 50 MWe.

No obstante, actualmente las ayudas públicas se han ido reduciendo. El sector de las energías renovables está sufriendo una campaña de acoso y derribo mediante modificaciones legislativas: limitación horaria a las plantas existentes (RD 1614/2010 y RD-L 14/2010), moratoria (RD-L 1/2012) o establecimiento de nuevos impuestos (Ley 15/2012), constituyen una buena muestra. De hecho el pasado viernes 1 de febrero de 2013, el Consejo de Ministros del Gobierno de España aprobaba una nueva medida para corregir el déficit de tarifa creado en el mercado eléctrico español, que atacaba directamente a los costes asociados a la generación con energías renovables y muy especialmente a la termosolar. Eliminando la posibilidad de acogerse a la modalidad de precio de mercado más prima. Según los cálculos efectuados por Protermosolar, las plantas termosolares pueden perder de 40 a 50 euros por MWh y se cuantifica en un 30% la reducción de ingresos con las nuevas medidas.

5.4. Perspectivas de la termosolar en España

El futuro de la termosolar no es muy esperanzador, debido a las últimas legislaciones aplicadas, por este motivo es imprescindible llevar a cabo un importante esfuerzo de I+D que permita reducir costes y aumentar la competitividad de las centrales termosolares en relación con las convencionales de carbón o gas natural. Los dos retos principales son mejorar su sostenibilidad medioambiental y aumentar su competitividad. Y los cuatro requisitos principales para lograrlo son reducir el coste de la electricidad que producen, mejorar su gestionabilidad, mejorar su modularidad, y reducir su impacto medioambiental.

Los objetivos más importantes para la termosolar en este momento son los siguientes:

- Una mejora de los procesos de fabricación y de los diseños de los componentes principales. Solo una demanda masiva de componentes podrá incentivar a los fabricantes para que automaticen sus procesos de fabricación.
- Una reducción de los costes de operación y mantenimiento de las centrales. Como por ejemplo el desarrollo de nuevos fluidos de trabajo que requieran menor mantenimiento. Un gran avance en este aspecto es lo que se conoce como Generación Directa de Vapor.
- Una mejora del rendimiento global de las centrales. Esto sería

posible con la mejora de nuevos tubos receptores y fluidos capaces de trabajar a mayores temperaturas.

- Aumentar la potencia unitaria por planta. Es un aspecto comentado anteriormente, debido a la legislación, en España se encuentra limitada la potencia unitaria máxima a 50 MWe para que las centrales se puedan acoger a la prima establecida. Para aumentar la potencia unitaria por planta sería beneficiosa una nueva legislación que permitiera la opción de acogerse a prima de régimen especial con más potencia.
- Aumentar el número de horas de operación.
- Más gestionables y modulares.

Esta tecnología genera empleo y riqueza para el país, ya que la industria española es líder a nivel mundial. Por este motivo es bueno mantenerse y seguir siendo pioneros mundiales, y para eso son necesarias dos medidas principales: volver al beneficioso sistema de primas a la producción de años anteriores, siempre dentro de unos límites razonables, y seguir apoyando el I+D.

5.5. Plantas termosolares de CCP en España

A finales del año 2012 España contaba con 38 plantas termosolares de CCP, sumando en total una potencia operativa de 1.875,5 MW. Además a finales del año 2013, se esperan que estén operativas 10 plantas más, contribuyendo con 400 MW adicionales, por lo que la potencia a finales de 2013 será de 2.275,5 MW.

A continuación mostramos una lista con las plantas operativas a finales del 2012:

Tabla 2. Plantas termosolares de CCP operativas en España a finales de 2012

(Fuente: Elaboración propia)[19].

NOMBRE	LOCALIZACIÓN	CONEXIÓN A LA RED	POT (MW)	DNI (kWh/m ² /año)	ALMACENA- MIENTO	COMPAÑÍA
Andasol 1	Aldeire (Granada)	2008	50	2.136	7,5 horas	ACS/Cobra group
Andasol 2	Aldeire (Granada)	2009	50	2.136	7,5 horas	ACS/Cobra group
Ibersol Ciudad Real	Puertollano (Ciudad Real)	2009	50	2.061	Sin	IBERCAM
La Risca	Alvarado (Badajoz)	2009	50	2.174	Sin	Acciona Energía
Solnova 1	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	2009	50	2.012	Sin	Abengoa Solar
Solnova 3	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	2009	50	2.012	Sin	Abengoa Solar
Solnova 4	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	2009	50	2.012	Sin	Abengoa Solar
Extresol 1	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	2010	50	2.168	7,5 horas	ACS/Cobra group
Extresol 2	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	2010	50	2.168	7,5 horas	ACS/Cobra group
La Florida	Badajoz (Badajoz)	2010	50	2.230	7,5 horas	Renovables SAMCA
Majadas I	Majadas de Tiétar (Cáceres)	2010	50	2.142	Sin	Acciona Energía
Palma del Río II	Palma del Río (Córdoba)	2010	50	2.291	Sin	Acciona Energía
Andasol 3	Aldeire (Granada)	2011	50	2.200	7,5 horas	Ferrostaal/Solar Millennium/ RWE/Rhein Energie
Arcosol 50	San José del Valle (Cádiz)	2011	50	2.097	7,5 horas	Torresol
Helioenergy 1	Écija (Sevilla)	2011	50	2.250	Sin	Abengoa Solar/EON
La Dehesa	La Garrovilla	2011	50	2.230	7,5 horas	Renovables SAMCA
Lebrija 1	Lebrija (Sevilla)	2011	50	2.300	Sin	Solel Solar Systems, LTD/ Valoriza Energía, SA
Manchasol-1	Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	2011	50	2.208	7,5 horas	ACS/Cobra group
Manchasol-2	Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	2011	50	2.208	7,5 horas	ACS/Cobra group
Palma del Río I	Palma del Río (Córdoba)	2011	50	2.291	Sin	Acciona Energía
Termesol 50	San José del Valle (Cádiz)	2011	50	2.097	7,5 horas	Torresol
Aste 1A	Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	2012	50	2.019	8 horas	Elecnor/Aries/ABM AMRO
Aste 1B	Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	2012	50	2.019	8 horas	Elecnor/Aries/ABM AMRO
Astexol II	Olivenza (Badajoz)	2012	50	2.052	8 horas	Elecnor/Aries/ABM AMRO
Borges Termosolar	Les Borges Blanques (Lleida)	2012	22,5	1.982	Sin	Abantia/Comsa EMTE
Extresol 3	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	2012	50	2.168	7,5 horas	ACS/Cobra group

Guzmán	Palma del Río (Córdoba)	2012	50	2.291	Sin	FCC/Mitsui
Helioenergy 2	Écija (Sevilla)	2012	50	2.250	Sin	Abengoa Solar/EON
Helios I	Puerto Lápice (Ciudad Real)	2012	50	2.217	Sin	Hypesol Energy Holding, S.L.
Helios II	Puerto Lápice (Ciudad Real)	2012	50	2.217	Sin	Hypesol Energy Holding, S.L.
La Africana	Posadas (Córdoba)	2012	50	2.050	7,5 horas	Ortiz/TSK/Magtel
Morón	Morón de la Frontera (Sevilla)	2012	50	2.260	Sin	Ibereólica Solar
Olivenza 1	Olivenza (Badajoz)	2012	50	2.215	Sin	Ibereólica Solar
Orellana	Orellana (Badajoz)	2012	50	2.220	Sin	Acciona Energia
Solaben 2	Logrosán (Cáceres)	2012	50	2.100	Sin	Abengoa/ITOCHU
Solaben 3	Logrosán (Cáceres)	2012	50	2.100	Sin	Abengoa/ITOCHU
Solacor 1	El Carpio (Córdoba)	2012	50	2.200	Sin	Abengoa Solar/JGC
Solacor 2	El Carpio (Córdoba)	2012	50	2.200	Sin	Abengoa Solar/JGC

Como se puede observar en la tabla anterior, exceptuando la central de les Borges Blanques, las demás plantas cuentan con una potencia de 50 MWe, la máxima permitida para acogerse a las primas en régimen especial del RD 661/2007. Además, todas las centrales, exceptuando otra vez les Borges Blanques, se encuentran situadas en regiones donde hay más recurso solar, como son Andalucía, Extremadura y Castilla la Mancha.

Otro aspecto destacable a señalar, es que de las 38 plantas operativas, 16 de ellas cuentan con almacenamiento mediante sales fundidas, la cual cosa permite almacenar la energía producida para darle un uso posterior. Las horas de almacenamiento de las plantas actuales están comprendidas entre 7,5 horas y 8 horas, dependiendo de la empresa constructora. Hay empresas que apuestan por el almacenamiento como son ACS/Cobra group, Renovables SAMCA, Ferrostaal / Solar Millennium/ RWE/ Rhein E. / SWM, Torresol, Elecnor / Aries / ABM AMOR y Ortiz / TSK / Magtel. Sin embargo otras constructoras de plantas termosolares de CCP optan por construirlas sin almacenamiento como por ejemplo IBERCAM, Acciona Energía, Abengoa Solar, Solel Solar Systems, LTD / Valoriza Energía, SL, Abantia / Comsa EMTE, FCC / Mitsui, Hypesol Energy Holding, S.L., Ibereólica Solar, ITOCHU y JGC.

Las centrales que actualmente se encuentran en la última fase de construcción y está previsto que se conecten a la red durante el año 2013 son las siguientes:

Tabla 3. Plantas termosolares de CCP en construcción en España.

(Fuente: Elaboración propia)[19].

NOMBRE	LOCALIZACIÓN	CONEXIÓN A LA RED	POTENCIA (MW)	DNI (kWh/m ² /año)	ALMACENAMIENTO	COMPAÑÍA
Arenales	Morón de la Frontera (Sevilla)	2013	50	2.260	7 horas	RREF/OHL
Cáceres	Valdeobispo (Cáceres)	2013	50	2.106	7,5 horas	ACS/Cobra group
Casablanca	Talarrubias (Badajoz)	2013	50	2.124	7,5 horas	ACS/Cobra group
Enerstar	Villena (Alicante)	2013	50	2.018	Sin	FCC Energy
Solaben 1	Logrosán (Cáceres)	2013	50	2.100	Sin	Abengoa Solar
Solaben 6	Logrosán (Cáceres)	2013	50	2.100	Sin	Abengoa Solar
Termosol 1	Navalvillar de Pela (Badajoz)	2013	50	2.186	9	NextEra/FPL
Termosol 2	Navalvillar de Pela (Badajoz)	2013	50	2.186	9	NextEra/FPL

De las nuevas plantas en construcción, 5 de ellas contarán con almacenamiento, de entre 7 y 9 horas según la constructora que se haga cargo de ellas. Las otras 3 no contarán con almacenamiento de energía.

En la siguiente figura se puede observar la localización de las plantas nombradas anteriormente, tanto las operativas como las que están en construcción.

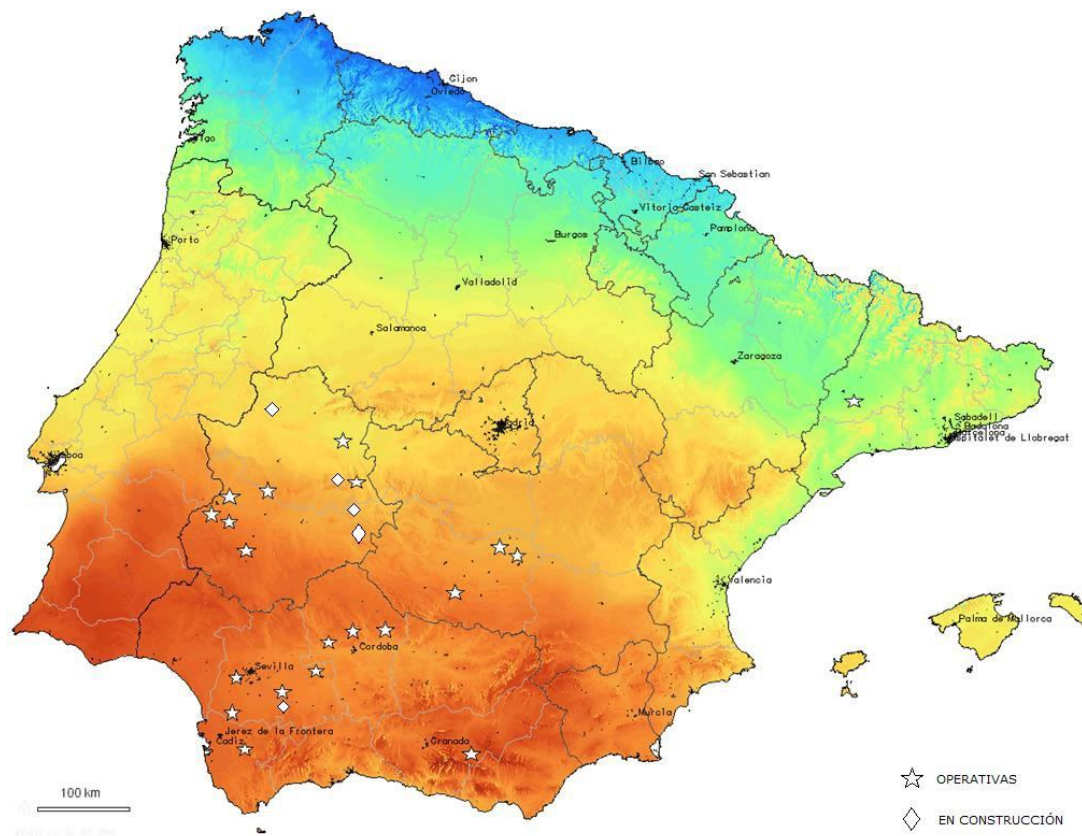


Figura 20. Situación centrales termosolares de CCP.

(Fuente: Elaboración propia)[20].

Como se puede apreciar en la figura anterior, no solo es necesario un buen recurso solar para construir la planta termosolar, sino que la zona debe presentar un recurso hídrico adecuado, ya que gran parte de las centrales están situadas en las cuencas hidrográficas de ríos con un caudal considerable, como la cuenca del Guadalquivir para las centrales andaluzas, la cuenca del Guadiana y del Tago para las plantas extremeñas. Las centrales castellano-manchegas se encuentran repartidas entre las cuencas del Guadalquivir y del Guadiana, la central de les Borges Blanques se encuentra en la cuenca del Segre-Ebro y la de Villena en la cuenca del Vinalopó-Segura.

Realizando un análisis por Comunidades Autónomas (CC.AA.) se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 4. Clasificación de las Comunidades Autónomas según potencia.

(Fuente: Elaboración propia)[19].

COMUNIDAD AUTÓNOMA	MW OPERATIVOS	MW EN CONSTRUCCIÓN	MW TOTALES
Andalucía	900	50	950
Extremadura	600	300	900
Castilla la Mancha	350	0	350
Comunidad Valenciana	0	50	50
Cataluña	22,5	0	22,5
ESPAÑA	1.872,5	400	2.272,5

Andalucía y Extremadura concentran gran parte de la potencia instalada y de la que está prevista que entre en funcionamiento en 2013. En tercer lugar, con una potencia instalada inferior encontramos a Castilla la Mancha, con una planta operativa, Cataluña, y con una planta en construcción en la Comunidad Valenciana.

Si realizamos el análisis provincial tenemos los siguientes resultados:

Tabla 5. Clasificación de las provincias según potencia.

(Fuente: Elaboración propia)[19].

PROVINCIA	MW OPERATIVOS	MW EN CONSTRUCCIÓN	MW TOTALES
Badajoz	450	150	600
Sevilla	350	50	400
Ciudad Real	350	0	350
Córdoba	300	0	300
Cáceres	150	150	300
Granada	150	0	150
Cádiz	100	0	100
Alicante	0	50	50
Lleida	22,5	0	22,5
ESPAÑA	1.872,5	400	2.272,5

Se observa claramente que las provincias correspondientes a las CC.AA. con mayor potencia instalada están en la cabeza de la lista, destacando las provincias de Badajoz, Sevilla, Ciudad Real y Córdoba.

En cuanto a empresas desarrolladoras encontramos 3 que destacan sobre las demás; Abengoa Solar (en colaboración con ITOCHU y JGC en algunas plantas), ACS/Cobra group y Acciona Energía.

Tabla 6. Empresas desarrolladoras. (Elaboración propia)[19].

EMPRESA DESARROLLADORA	PLANTAS OPERATIVAS	PLANTAS EN CONSTRUCCIÓN
Abengoa Solar	9	2
ACS/Cobra group	7	2
Acciona Energía	5	0

Cada una de estas compañías tiene un modelo de central termosolar típico que aplican a todas sus plantas, sin que se puedan apreciar cambios sustanciales en el diseño durante los últimos 5 años. Los parámetros más destacables de cada una de ellas son los siguientes:

- Abengoa Solar:
 - Área (ha): 110 (Helioenergy 1 y 2, Solaben 1, 2, 3 y 6, Solacor 1 y 2) y 115 (Solnova 1, 3 y 4).
 - Superficie del campo solar: 300.000 m²
 - Módulos de captación solar: 360.
 - Número de lazos: 90.
 - Módulos/lazo: 4.
 - Modelo del captador solar: ASTRO.
 - Longitud del captador (m): 150.
 - Área abertura de los captadores (m²): 833 (Solnova 1, 3 y 4).
 - Fabricante del espejo: Rioglass (Solnova 1,3 y 4).
 - Fabricante del tubo receptor: Schott.
 - Unidades totales de módulos de tubo receptor: 12.960.
 - Fluido térmico: Aceite térmico.
 - Temperatura máxima del fluido térmico (°C): 393.
 - Temperatura mínima del fluido térmico (°C): 293.
 - Potencia (MW): 50.
 - Tipo de ciclo térmico: *Rankine*.
 - Modelo de turbina: Siemens SST-700 (Helioenergy 1 y 2).
 - Presión ciclo de potencia (bar): 100.
 - Almacenamiento: No.
- ACS/Cobra group:

- Área (ha): 200.
 - Superficie del campo solar (m²): 510.120.
 - Módulos de captación solar: 624.
 - Número de lazos: 156.
 - Módulos/lazo: 4.
 - Modelo captador solar: SENERTrough y SKAL-ET (Andasol 1-2).
 - Longitud del captador (m): 144.
 - Área de abertura de los captadores (m²): 817.
 - Fabricante del espejo: Falbeg RP3.
 - Fabricante del tubo receptor: Solel UVAC 2008 y Schott (Extresol 1 y Manchasol-1).
 - Unidades totales de módulos de tubo receptor: 11.232.
 - Fluido térmico: *Diphenyl/Biphenyl oxide*, *Diphenyl/Diphenyl oxide* (Mancahsol-2) y *Dowtherm A* (Andasol 1 y 2).
 - Temperatura máxima del fluido térmico (°C): 393.
 - Temperatura mínima del fluido térmico (°C): 293.
 - Potencia (MW): 50.
 - Tipo de ciclo térmico: *Rankine*.
 - Modelo de turbina: Siemens SST-700.
 - Presión ciclo de potencia (bar): 100.
 - Almacenamiento: Si.
 - Horas: 7,5.
 - Tipo de almacenamiento térmico: 28.500 toneladas de sales fundidas 60% nitrato de sodio y 40% nitrato de potasio, 2 tanques de 36 m de diámetro y 14 m de altura.
- Acciona Energía:
 - Área (ha): 135 y 186 (Orellana).
 - Superficie del campo solar (m²): 352.854 (La Risca) y 405.500 (Orellana).
 - Módulos de captación solar: 792 (Majadas I y Palma del Rio I y II), 768 (La Risca) y 496 (Orellana).
 - Número de lazos: 96 (La Risca) y 124 (Orellana).
 - Módulos/lazo: 8 (La Risca) y 4 (Orellana).
 - Modelo del captador solar: *Abengoa Solar Power* y *SENERtrough* (Orellana).
 - Fabricante del espejo: Falbeg RP2 (La Risca).
 - Fluido térmico: *Biphenyl/Diphenyl oxide*.
 - Temperatura máxima del fluido térmico (°C): 393.
 - Temperatura mínima del fluido térmico (°C): 293.
 - Potencia (MW): 50.
 - Tipo de ciclo térmico: *Rankine*.
 - Modelo de turbina: Siemens SST-700 (Helioenergy 1 y 2).
 - Presión ciclo de potencia (bar): 100.
 - Almacenamiento: No.

5.6. Proyectos de plantas termosolares de CCP a nivel

mundial

Pese a que España es hoy en día la primera potencia en cuanto a número de plantas y potencia instalada de centrales termosolares de CCP, hay otros países que están entrando con fuerza en este campo tecnológico, como India, Sudáfrica, Chile, Marruecos y Emiratos Árabes Unidos, y otros, como Estados Unidos, que tras un largo periodo sin apostar por este tipo de tecnología, ha vuelto a apostar por este tipo de proyectos.

Tabla 7. Países con mayor potencia termosolar de CCP.

(Fuente: Elaboración propia)[19].

PAÍS	PLANTAS OPERATIVOS	MW OPERATIVOS	PLANTAS EN CONSTRUCCIÓN	MW EN CONSTRUCCIÓN
España	38	1.872,5	8	400
EE.UU.	14	505,8	6	1.550
E.A.U.	1	100	0	0
Argelia	1	25	0	0
Marruecos	1	20	2	163
Egipto	1	20	0	0
Tailandia	1	5	0	0
Italia	1	4,72	0	0
India	0	0	6	375
Chile	0	0	1	360
Sudáfrica	0	0	2	150
México	0	0	1	12
MUNDO	58	2.553,02	26	3.010

Tal y como se observa en la tabla anterior, todos los países que están apostando por esta tecnología son países con un recurso solar abundante. La apuesta que va a realizar Estados Unidos, le acercará en cuanto a potencia instalada a España, ya que pese a contar con menos plantas, la potencia de cada una de ellas será muy superior a las españolas, limitadas a 50 MW para poder operar en régimen especial.

Otros países que entran con fuerza en la construcción de

centrales termosolares de CCP son India, con 6 plantas y 375 MW en construcción, Chile, con la que será una de las mayores plantas termosolares del mundo, ya que tendrá una potencia de 360 MW y será capaz de almacenar energía para un periodo de 10,5 horas, Marruecos, con 2 plantas y 163 MW en construcción, y finalmente, Sudáfrica, con 2 plantas y 150 MW en proceso.

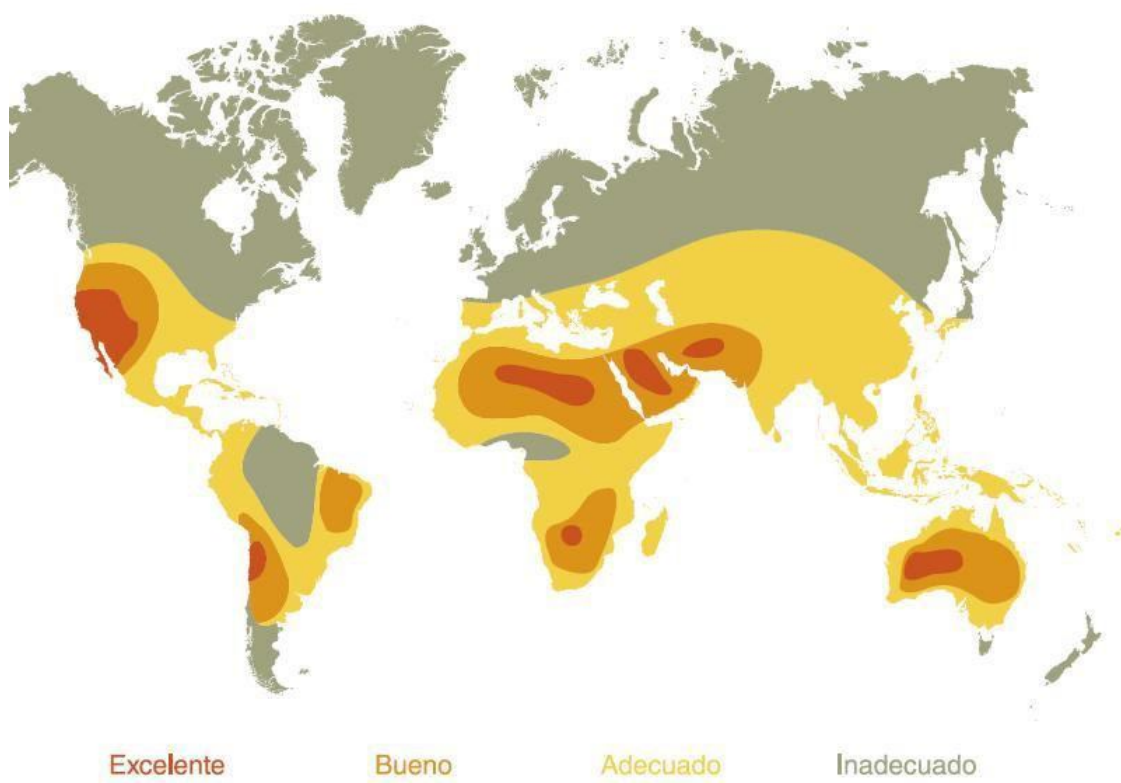


Figura 8. Mapa de los niveles de radiación solar a nivel mundial.

(Fuente: EOI- Escuela Organización Industrial)[21].

A continuación mostramos una tabla con las plantas operativas y en construcción a nivel mundial:

Tabla 8. Plantas termosolares de CCP operativas a nivel mundial.

(Fuente: Elaboración propia)[19].

	LOCALIZACIÓN	CONEXIÓN A LA RED	POTENCIA (KW)	DNI (kWh/m ² / año)	ALMACENA- MIENTO
Solar Electric Generating II	California (Estados Unidos)	1985	30	2.725	Sin
Solar Electric Generating III	California (Estados Unidos)	1985	30	2.725	Sin
Solar Electric Generating I	California (Estados Unidos)	1986	13,8	2.725	3 horas
Solar Electric Generating IV	California (Estados Unidos)	1989	30	2.725	Sin
Solar Electric Generating V	California (Estados Unidos)	1989	30	2.725	Sin
Solar Electric Generating VI	California (Estados Unidos)	1989	30	2.725	Sin
Solar Electric Generating VII	California (Estados Unidos)	1989	30	2.725	Sin
Solar Electric Generating VIII	California (Estados Unidos)	1989	80	2.725	Sin
Solar Electric Generating IX	California (Estados Unidos)	1990	80	2.725	Sin
Saguaro Power Plant	Arizona (Estados Unidos)	2006	1	2.636	Sin
Nevada Solar One	Nevada (Estados Unidos)	2007	72	2.606	0,5 horas
Holaniku at Keahole Point	Hawái (Estados Unidos)	2009	2		2 horas
Archimede	Sicilia (Italia)	2010	4,72	1.936	8 horas
Colorado Integrated Solar Project	Colorado (Estados Unidos)	2010	2		Sin
Martin Next Generation Solar Energy	Florida (Estados Unidos)	2010	75		Sin
ISCC Ain Beni Mathar	Ain Beni Mathar (Marruecos)	2010	20	2.140	Sin
ISCC Hassi R'mel	Hassi R'mel (Argelia)	2011	25	2.092	Sin
ISCC Kuraymat	Kuraymat (Egipto)	2011	20	2.431	Sin
Shams 1	Madinat Zayed (Emiratos Árabes)	2012	100	1.934	Sin
Thai Solar Energy 1	Huai Kachao (Tailandia)	2012	5		Sin

Tabla 9. Plantas termosolares de CCP en construcción a nivel mundial. (Fuente: Elaboración propia)[19].

NOMBRE	LOCALIZACIÓN	CONEXIÓN A LA RED	POTENCIA (KW)	ALMACENAMIENTO
Abhijeet Solar Project	Rajasthan (India)	2013	50	Sin almacenamiento
Diwakar	Askandra (India)	2013	100	4 horas
Godawari solar Project	Naukh (India)	2013	50	Sin almacenamiento
Gujarat Solar One	Kutch (India)	2013	25	9 horas
KVK Energy Solar Project	Askandra (India)	2013	100	4 horas
Megha Solar Plant	Anantapur (India)	2013	50	Sin almacenamiento
Agua Prieta II	Agua Prieta (México)	2013	12	Sin almacenamiento
Airlight Energy Ait Baha Plant	Ait Baha (Marruecos)	2013	3	12 horas
Palmdale Hybrid Power Plant	California (Estados Unidos)	2013	50	Sin almacenamiento
Solana Generating Station	Arizona (Estados Unidos)	2013	250	6 horas
Genesis Solar Energy Project	California (Estados Unidos)	2014	250	Sin almacenamiento
Mojave Solar Project	California (Estados Unidos)	2014	250	Sin almacenamiento
NextEra Beacon Solar Energy Project	California (Estados Unidos)	2014	250	Sin almacenamiento
Palen Solar Power Project	California (Estados Unidos)	2014	500	Sin almacenamiento
Kaxu Solar One	Poffader (Sudáfrica)	2014	100	3 horas
Bokpoort	Groblerstroom (Sudáfrica)	2015	50	9 horas
Ouarzazate (Phase I)	Ouarzazate (Marruecos)	2015	160	3 horas
Pedro De Valdivia	Antofagasta (Chile)	2015	360	10,5 horas

Finalmente vamos a realizar un análisis de la situación de las plantas termosolares de Estados Unidos, el segundo país en cuanto a potencia instalada.

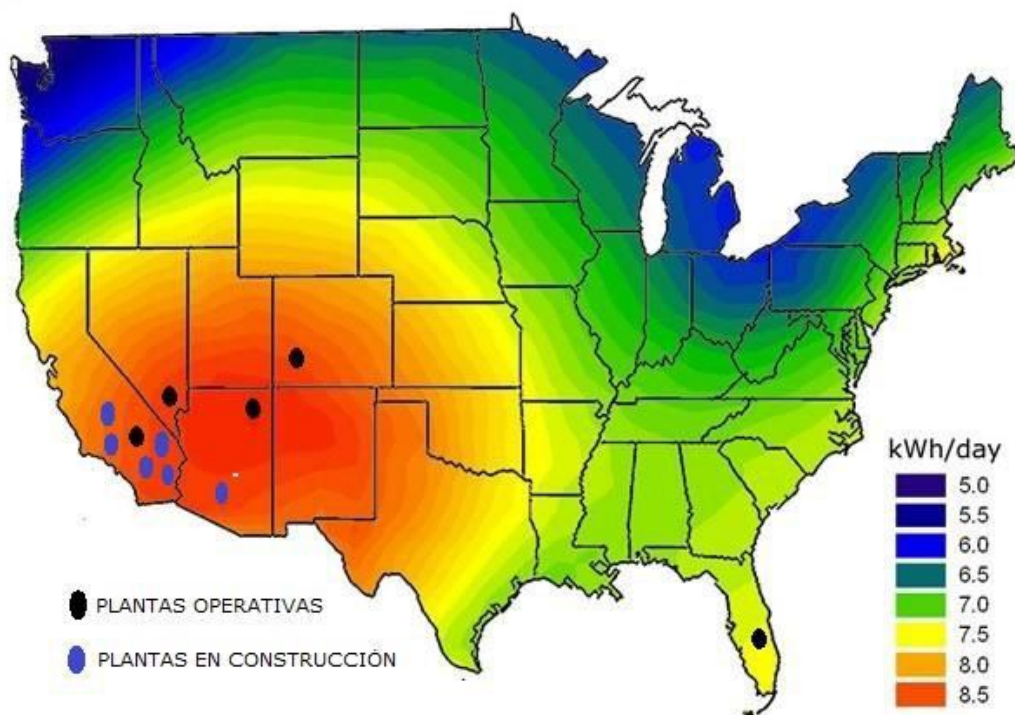


Figura 22. Situación de las centrales termosolares de CCP en Estados Unidos.

(Fuente: Elaboración propia)[22].

Tal y como se puede observar, Estados Unidos cuenta con una serie de estados con un excelente recurso solar, como son Arizona, Nuevo México, Colorado, el sur de Utah, Nevada y California, y el noroeste de Texas. En todas estas regiones se cuenta con un DNI de más de 7,5 kW/m²/día, lo que supone un DNI de 2.737,5 kW/m²·año aproximadamente. Como se puede observar, exceptuando la planta termosolar situada en Florida, el resto de plantas, ya sean operativas o en construcción se encuentran en los estados anteriormente mencionados.

Bibliografía

BP. *"BP Energy Outlook 2030"*. Editado por BP. 2013.

BP. *"BP Statistical Review of World Energy June 2012"*. Editado por BP. 2012. Comisión Nacional de la Energía. *"Información básica de los sectores de la energía-2011"*. Editado por la Comisión Nacional de la Energía. 2011.

Conti, J. *"International Energy Outlook 2011"*. Editado por U.S. Energy Information Administration. 2011.

Cosme Segador Vegas, Jefe Dpto. de Energías Renovables Agencia Extremeña de la Energía. *"Las centrales termosolares en Extremadura"*. Badajoz, 2009.

Creus Sole, Antonio. *Energía Termosolar*. Editorial Ceysa. 2010.

Deloitte. *"Impacto macroeconómico del sector solar termoeléctrico en España"*. Editado por Protermosolar. 2011.

Ferri, R. Cammi, A. Mazzei, D. *"Molten salt mixture properties in RELAP5 code for thermodynamic solar applications"*. Science Direct. 2008.

Greenpeace Internacional. *"Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial 2009"*. Editado por Estela. Bruselas. 2009.

IDAE. *"Plan de Energías Renovables 2011-2020"*. Editado por IDAE. 2011.

IDAE. *"La energía solar termoeléctrica: situación en el mundo"*. Editado por IDAE, 2009.

IEA Wind. *"IEA Wind 2011 Annual Report"*. Editado por IEA Wind. 2012.

Madrid solar. *"Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica"*. Editado por Comunidad de Madrid. 2012.

Martínez-Val, José M^a. *"Innovación en plantas termosolares"*. UPM-ETSII. Madrid, 2010.

Michael J. Morán, Howard N. Shapiro. *"Fundamentos de termodinámica técnica"*. Editorial Reverte, 2004.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. *"La energía en España 2011"*. Editado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2012.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. *"Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020"*. Editado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2010.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. *Real Decreto 661/2007*, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, 2007.

Montoya, C. Poza, D. *"Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio Técnico PER 2011-2020"*. Editado por IDAE. 2011.

Ortega Rodríguez, M. *"Energías Renovables"*. Editorial Parainfo. 2003.

Red Electrica Española. *"El sistema eléctrico español"*. Editado por Red Eléctrica Española. 2012.

REN21. *"Renewables 2012: Global Status Report"*. Editado por REN 21. 2012. Romero Álvarez, M., *"Energía Solar Termoeléctrica"*, Director Plataforma Solar de Almería-CIEMAT, 2009.

Ruiz Hernández, Valeriano. *"La electricidad termosolar. Historia de éxito de la investigación"*. Editorial: Protermosolar. Sevilla, 2010.

Solar Millennium AG. *"Las centrales eléctricas de colectores cilindro parabólicos: De Andasol 1 a 3"*. 2008.

Téllez, F. Zarza, E. Martínez, D. *"Tecnología de concentración solar: La segunda oportunidad"*. Editado por Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. 2009.

Referencias

[1] PCE Iberica S.L., consultada en febrero de 2013.

http://www.pce-instruments.com/espanol/instrumento-de-medida/medidor/medidor-de-radiacion-solarc-gmbh-medidor-de-radiacion-solar-slm-018c-2-det_91503.htm

[2] Blog de la energía renovable, consultada en febrero de 2013.

<http://cesacev.wordpress.com/about/>

[3] Amyca, consultada en febrero de 2013. <http://www.amyca.org>

[4] Plataforma Solar de Almeria-CIEMAT, consultada en febrero de 2013.

http://benasque.org/2009fronterasenergia/talks_contr/093Tecnologia_SolarTermoelectrica_2009.pdf

[5] Themorningstarg2, consultada en febrero de 2013.

<http://themorningstarg2.wordpress.com/tag/colectores-cilindro-parabolicos>

[6] Protemosolar, consultada en febrero de 2013.

<http://www.protermosolar.com/boletines/45/a08.html>

[7] Siemens, consultada en febrero de 2013

<http://www.energy.siemens.com/co/en/power-generation/renewables/solar-power/concentrated-solar-power/receiver.htm#content=Technical%20Data>

[8] Afinidad eléctrica, consultada en febrero de 2013.

<http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=189>

[9] Renovetec, consultada en febrero de 2013

<http://www.renovetec.com/cursohtf1109sevilla.html>

[10] Renovetec, consultada en febrero de 2013

<http://www.termosolar.renovetec.com/termosolaravanzados09.html>

[11] Grupo de materiales mecánicos, consultada en febrero de 2013.

http://materiales.etsii.uclm.es/?page_id=1261

[12] Tubosol PE2, consultada en febrero de 2013.

http://www.ieu.ch/data_medien/Tech-Nova-1

[13] REVE - Revista eólica y del vehículo eléctrico, consultada en febrero de 2013.

<http://www.evwind.com/2012/09/18/una-delegacion-del-gobierno-de-sudafrica- visita-la-termosolar-gemasolar/>

[14] La energía eléctrica, consultada en febrero de 2013.

<http://laenergiaelectrica-offtopic.blogspot.com.es/p/central-solar.html>

[15] Thermorninstarg2, consultada en febrero de 2013

<http://themorningstarg2.wordpress.com/tag/fresnel/>

[16] Ecología Verde, consultada en febrero de 2013.

<http://www.ecologiaverde.com/?s=disco+stirling>

[17] Gallego, B. "Especial Termosolar". Revista energías renovables julio-agosto 2012.

[18] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, consultada en febrero de 2013.

http://www.boe.es/boe/dias/2010/12/08/indice_departamentos.php?d=298&e=MINISTERIO+DE+TRABAJO+E+INMIGRACION

[19] NREL – *National Renewable Energy Laboratory*, consultada en febrero de 2013.

http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/parabolic_trough.cfm

[20] Biorural, consultada en febrero de 2013.

http://biorural.blogspot.com.es/2010_09_01_archive.html

[21] EOI-Escuela organización industrial, consultada en febrero de 2013.

<http://www.eoi.es/blogs/silviacasanova/>

[22] Independent Green Technologies, consultada en febrero de 2013.

<http://www.igtsolar.com/resources/pvout/>

Figuras

Figura 1. Radiación solar. (Fuente: PCE Iberica S.L.)

Figura 2. Efecto fotovoltaico. (Fuente: Blog de la energía renovable)

Figura 3. Esquema típico central termosolar. (Fuente: Amyca)

Figura 4. Sistemas de concentración solar 2D. Cilindro-parabólicos y lineales Fresnel. (Fuente: Plataforma solar de Almería - CIEMAT)

Figura 5. Sistemas de concentración solar 3D. Discos parabólicos y Receptor central. (Fuente: Plataforma solar de Almería - CIEMAT)

Figura 6. Colector cilíndrico parabólico. (Fuente: Themorningstarg2)

Figura 7. Tubo absorbedor Siemens UVAC 6G. (Fuente: Protermosolar)

Figura 8. Esquema de los componentes del tubo absorbedor Siemens. (Fuente: Siemens)

Figura 9. Seguimiento solar de un CCP. (Fuente: Afinidad eléctrica)

Figura 10. Esquema de una central termosolar de CCP. (Fuente: Renovetec)

Figura 11. Colector lineal Fresnel. (Fuente: Renovetec)

Figura 12. Comparación entre una lente Fresnel y una normal. (Fuente: Grupo de materiales mecánicos)

Figura 13. Esquema de la planta Puerto Errado 2 con tecnología Fresnel. (Fuente: Tubosol PE2)

Figura 14. Central de Torre central. (Fuente: REVE)

Figura 15. Esquema central de Torre central. (Fuente: La energía eléctrica)

Figura 16. Discos parabólicos. (Fuente: Thermoninstarg2)

Figura 17. Central de Discos parabólicos. (Fuente: Ecología Verde)

Figura 18. Potencia termosolar mundial instalada y en construcción. Mayo de 2012. (Fuente: Revista energías renovables)

Figura 19. Limitación de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima. (Fuente: RD 1614/2010)

Figura 20. Situación de las centrales termosolares de CCP. (Fuente: Elaboración propia)

Figura 21. Mapa de los niveles de radiación solar a nivel mundial. (Fuente: EOI- Escuela Organización Industrial)

Figura 22. Situación de las centrales termosolares de CCP en Estados Unidos. (Fuente: Elaboración propia)

Tablas

Tabla 1. Características de las principales tecnologías. (Elaboración propia).

Tabla 2. Plantas termosolares de CCP operativas en España a finales de 2012. (Elaboración propia).

Tabla 3. Plantas termosolares de CCP en construcción en España. (Elaboración propia).

Tabla 4. Clasificación de las Comunidades Autónomas según potencia. (Elaboración propia).

Tabla 5. Clasificación de las provincias según potencia. (Elaboración propia).

Tabla 6. Principales empresas desarrolladoras. (Elaboración propia).

Tabla 7. Países con mayor potencia termosolar de CCP. (Elaboración propia)

Tabla 8. Plantas termosolares de CCP operativas a nivel mundial. (Elaboración propia)

Tabla 9. Plantas termosolares de CCP en construcción a nivel mundial. (Elaboración propia).